

VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ
BRNO UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

**FAKULTA ELEKTROTECHNIKY A KOMUNIKAČNÍCH
TECHNologiÍ**
FACULTY OF ELECTRICAL ENGINEERING AND COMMUNICATION

ÚSTAV ELEKTROENERGETIKY
DEPARTMENT OF ELECTRICAL POWER ENGINEERING

**ALGORITMUS OCHRANNÉ FUNKCE PRO
LOKALIZACI NESYMETRIE**
THE ALGORITHM OF PROTECTION FUNCTION FOR THE UNSYMETRIES LOCATION

DIPLOMOVÁ PRÁCE
MASTER'S THESIS

AUTOR PRÁCE
AUTHOR

Bc. Petr Kopáček

VEDOUCÍ PRÁCE
SUPERVISOR

doc. Ing. Jaroslava Orságová, Ph.D.

BRNO 2020

Diplomová práce

magisterský navazující studijní obor **Elektroenergetika**

Ústav elektroenergetiky

Student: Bc. Petr Kopáček

ID: 186116

Ročník: 2

Akademický rok: 2019/20

NÁZEV TÉMATU:

Algoritmus ochranné funkce pro lokalizaci nesymetrie

POKYNY PRO VYPRACOVÁNÍ:

1. Návrh algoritmu pro lokalizaci nesymetrických poruch v distribučních sítích vn
2. Ověření lokalizační funkce v matematickém modelu sítě v programu PSCAD
3. Testování algoritmu pomocí dat ve formátu SV z reálné distribuční sítě
4. Citlivostní analýza navrženého algoritmu

DOPORUČENÁ LITERATURA:

podle pokynů vedoucího práce

Termín zadání: 3.2.2020

Termín odevzdání: 1.6.2020

Vedoucí práce: doc. Ing. Jaroslava Orságová, Ph.D.

doc. Ing. Petr Toman, Ph.D.
předseda oborové rady

UPOZORNĚNÍ:

Autor diplomové práce nesmí při vytváření diplomové práce porušit autorská práva třetích osob, zejména nesmí zasahovat nedovoleným způsobem do cizích autorských práv osobnostních a musí si být plně vědom následků porušení ustanovení § 11 a následujících autorského zákona č. 121/2000 Sb., včetně možných trestněprávních důsledků vyplývajících z ustanovení části druhé, hlavy VI. díl 4 Trestního zákoníku č.40/2009 Sb.

ABSTRAKT

Předmětem diplomové práce je návrh algoritmu ochranné funkce pro lokalizaci nesymetrických poruch v odporově uzemněných sítích VN s decentralizovaným měřením okamžitých hodnot napětí a proudů. Teoretická část práce popisuje jednopólovou poruchu v odporově uzemněné síti včetně rozboru sítě dle metody souměrných složek. Dále navrhuje stručná řešení dnes uvažovaných možností lokalizace poruch v sítích VN. Navržený algoritmus, který pracuje na principu změn a diferencí změn zpětných složek napětí a proudu, popsán matematickými operacemi a vývojovým diagramem, je dále testován v simulátoru PSCAD na vytvořeném modelu sítě. Rovněž je algoritmus otestován po realizaci v programu Matlab pomocí reálných dat z lokální distribuční sítě Pod Palackého vrchem, na které se předpokládá pilotní nasazení navrženého algoritmu. V poslední části je provedena citlivostní analýza algoritmu.

KLÍČOVÁ SLOVA

Lokalizace zemní poruchy, odporově uzemněná síť VN, změna zpětné složky, vzorkované hodnoty (SV)

ABSTRACT

The Master Thesis deals with a proposal of algorithm of a protective function for asymmetric faults location in resistance-grounded medium voltage networks with decentralized measurement of instantaneous voltage and current values. The theoretical part describes a single pole fault in the resistance-grounded network including the network analysis using the symmetric component method. Furtherly follows brief reserse of nowadays considered possibilities of faults location in the medium voltage networks. The proposed algorithm which works on the principle of negative sequence changes and change differences of voltage and current is described by mathematical operations and flowchart, and it is furtherly tested in the PSCAD simulator on the proposed network model. Also the algorithm is tested in the Matlab program using the real data from the local distribution network Pod Palackeho vrchem where the initial pilot implementation is assumed. The last part of the thesis includes also the algorithm sensitivity analysis.

KEYWORDS

Ground fault location, resistance-grounded MV network, negative sequence change, sampled values (SV)

KOPÁČEK, Petr. *Algoritmus ochranné funkce pro lokalizaci nesymetrie*. Brno, 2020, 65 s. Diplomová práce. Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, Ústav elektroenergetiky. Vedoucí práce: doc. Ing. Jaroslava Orságová, Ph.D.

PROHLÁŠENÍ

Prohlašuji, že svou diplomovou práci na téma „Algoritmus ochranné funkce pro lokalizaci nesymetrie“ jsem vypracoval samostatně pod vedením vedoucího diplomové práce a s použitím odborné literatury a dalších informačních zdrojů, které jsou všechny citovány v práci a uvedeny v seznamu literatury na konci práce.

Jako autor uvedené diplomové práce dále prohlašuji, že v souvislosti s vytvořením této diplomové práce jsem neporušil autorská práva třetích osob, zejména jsem nezasáhl nedovoleným způsobem do cizích autorských práv osobnostních a/nebo majetkových a jsem si plně vědom následků porušení ustanovení § 11 a následujících autorského zákona č. 121/2000 Sb., o právu autorském, o právech souvisejících s právem autorským a o změně některých zákonů (autorský zákon), ve znění pozdějších předpisů, včetně možných trestněprávních důsledků vyplývajících z ustanovení části druhé, hlavy VI. díl 4 Trestního zákoníku č. 40/2009 Sb.

Brno

.....

podpis autora

PODĚKOVÁNÍ

Rád bych poděkoval vedoucí diplomové práce paní doc. Ing. Jaroslavě Orságové, Ph.D. za odborné vedení, konzultace, trpělivost a podnětné návrhy nejen k práci, ale i během celého vzdělávání se na fakultě. Poděkování také patří mé nejbližší rodině a snoubence, za neustálou podporu v průběhu celého studia.

Obsah

Seznam obrázků	9
Seznam tabulek	10
Seznam symbolů, veličin a zkratk	11
Úvod	15
1 Distribuční síť a lokalizace nesymetrie	16
1.1 Distribuční síť VN s odporově uzemněným nulovým bodem	18
1.1.1 Jednopolová zemní porucha	18
1.1.2 Výhody a nevýhody odporově uzemněných sítí	21
1.2 Lokalizace nesymetrických zemních poruch	22
1.2.1 Detekce poruchy a její vymezení v rámci vývodu	22
1.2.2 Vymezení poruchového úseku a lokalizace poruchy	23
1.3 Inteligentní distribuční síť VUT	25
1.3.1 LDS Pod Palackého Vrchem	25
1.3.2 Projekt Inteligentní energetické sítě	27
2 Návrh algoritmu	29
2.1 Vývojový diagram algoritmu a jeho popis při napájení z jedné strany	29
2.2 Modifikace algoritmu pro napájení sítě ze dvou stran	34
3 Model sítě a realizace algoritmu v programu PSCADTM	36
3.1 Model testované sítě	36
3.2 Algoritmus ochranné funkce	37
3.3 Blok pro výpočet plovoucího průměru v programu PSCAD TM	39
3.4 Testování algoritmu lokátoru nesymetrických poruch na modelu sítě .	41
3.4.1 Napájení z jedné strany	41
3.4.2 Napájení ze dvou stran	44
4 Algoritmus v prostředí Matlab[®] s využitím dat z reálné sítě	47
4.1 Algoritmus ochranné funkce	47
4.2 Data ve formátu SV	48
4.3 Testování algoritmu lokátoru	48
5 Citlivostní analýza lokalizační funkce	51
5.1 Vliv odporu poruchy a typu odporníku	51
5.2 Vliv zanášení chyb do estimací fázorů	53

5.2.1	Chyba estimace absolutní velikosti zpětné složky proudu . . .	53
5.2.2	Chyba estimace absolutní velikosti zpětné složky napětí	54
5.2.3	Chyba estimace fázového úhlu zpětné složky proudu	56
5.2.4	Chyba estimace fázového úhlu zpětné složky napětí	56
Závěr		58
Literatura		60
Seznam příloh		63
A Schéma simulované sítě		64
B Zdrojový kód komponenty Averagor		65

Seznam obrázků

1.1	Druhy uspořádání sítí (převzato z [16])	17
1.2	Odporově uzemněná síť při zemní jednopólové poruše podle [16] . . .	19
1.3	Fázorový diagram napětí a proudů v neúčinně uzemněné síti při jed- nopólové zemní kovové poruše podle [2]	19
1.4	Příklad rozložení do složkových schémat	20
1.5	Rozložení velikosti zpětné a netočivé složky proudu podél vývodu, kde vodorovná osa odpovídá pořadí míst měření na vývodu a porucha se nachází v mezi místy 3 a 4 (převzato z [7])	25
1.6	Schéma VN kabelu 1280 Pod Palackého vrchem (převzato z [11]) . . .	26
1.7	Přehledové schéma komunikačních tras pro účely centralizovaného měření spotřeby (převzato z [17])	28
2.1	Vývojový diagram algoritmu pro lokalizaci poruchy	30
2.2	Znázornění oken F1 a F2 plovoucího průměru (podle [14])	32
2.3	Modifikace vývojového algoritmu při napájení vedení z obou stran . .	35
3.1	Napájení modelu sítě v programu PSCAD TM	36
3.2	Část modelu sítě v programu PSCAD TM - ukázka umístění měření a rozdělení na jednotlivé segmenty	37
3.3	Realizace algoritmu v programu PSCAD TM - krok 2	38
3.4	Realizace algoritmu v programu PSCAD TM - krok 3 až 8	39
3.5	Realizace algoritmu v programu PSCAD TM - krok 9	40
3.6	Nový blok Averagor v programu PSCAD TM pro výpočet plovoucího průměru	40
3.7	Změna zpětné složky proudu v místě měření před první poruchou, při napájení dané sítě z jedné strany	42
3.8	Změna zpětné složky proudu v místě měření mezi 1. a 2. poruchou, při napájení dané sítě z jedné strany	42
3.9	Velikost difference změn zpětných složek proudu mezi dvěma soused- ními místy měření, tj. na segmentu 1, při napájení dané sítě z jedné strany	43
3.10	Výsledná vzdálenost poruch od začátku segmentů, tj. od měřicího místa blíže ke zdroji, při napájení dané sítě z jedné strany	43
3.11	Změna zpětné složky proudu v místě měření před první poruchou při napájení dané sítě z obou stran	44
3.12	Změna zpětné složky proudu v místě měření mezi 1. a 2. poruchou při napájení dané sítě z obou stran	45

3.13	Velikost difference změn zpětných složek proudu mezi dvěma sousedními místy měření, tj. na segmentu 1, při napájení dané sítě z obou stran	45
3.14	Vzdálenost poruch od začátku segmentů, tj. od měřicího místa blíže ke zdroji, při napájení dané sítě z obou stran	46
4.1	Průběh velikosti změn zpětné složky proudu ze dvou různých míst (viz legenda - svID) v LDS Pod Palackého vrchem dne 4. 7. 2019 v čase 14:54:29	50
4.2	Průběh velikosti difference změn zpětné složky proudu v úseku mezi rozvodnou Medlánskou a Technickou 12 v LDS Pod Palackého vrchem dne 4. 7. 2019 v čase 14:54:29	50
5.1	Srovnání závislosti velikosti difference změn zpětné složky proudu na odporu poruchy 2 až 60 Ω pro různé uzlové odporníky	52
5.2	Srovnání závislosti velikosti difference změn zpětné složky proudu na odporu poruchy 200 až 1000 Ω pro různé odporníky	52
5.3	Závislost relativní chyby vypočtené vzdálenosti poruchy na zanesené chybě estimace absolutní velikosti zpětné složky proudu na začátku a konci úseku s poruchou	53
5.4	Závislost relativní chyby vypočtené vzdálenosti poruchy na zanesené chybě estimace absolutní velikosti zpětné složky napětí na začátku a konci úseku s poruchou	54
5.5	Fázorové diagramy změn zpětných složek napětí a proudu před (A) a za poruchou (B)	55
5.6	Závislost relativní chyby vypočtené vzdálenosti poruchy na zanesené chybě estimace obou absolutních velikostí zpětné složky napětí (místo A i B)	55
5.7	Závislost relativní chyby vypočtené vzdálenosti poruchy na zanesené chybě estimace fázového úhlu zpětné složky proudu na začátku a konci úseku s poruchou	56
5.8	Závislost relativní chyby vypočtené vzdálenosti poruchy na zanesené chybě estimace fázového úhlu zpětné složky napětí na začátku a konci úseku s poruchou	57
5.9	Závislost relativní chyby vypočtené vzdálenosti poruchy na zanesené chybě estimace obou fázových úhlů zpětné složky napětí (místo A i B)	57
A.1	Schéma simulované sítě	64

Seznam tabulek

1.1	Ukazatele nepřetržitosti distribuce v roce 2018 [1]	16
4.1	Význam sloupců dat v exportovaném souboru SV podle [20]	49

Seznam symbolů, veličin a zkratek

Značka	Název	Jednotka
\bar{a}	Operátor natočení	-
C_0	Vlastní (netočivá) kapacita soustavy vedení	F
δ_l	Relativní chyba vypočtené vzdálenosti poruchy	%
f_{vz}	Frekvence vzorkování	Hz
f_n	Síťová frekvence	Hz
ω	Úhlový kmitočet	rad·s ⁻¹
I_c	Kapacitní proud soustavy	A
\bar{I}_p	Fázor proudu tekoucího poruchou	A
$\bar{I}^{(0)}$	Fázor netočivé složky poruchového proudu	A
$\bar{I}_v^{(1)}$	Fázor sousledné složky proudu na vývodu z rozvodny	A
$\bar{I}_v^{(2)}$	Fázor zpětné složky proudu na vývodu z rozvodny	A
$\bar{I}_v^{(0)}$	Fázor netočivé složky proudu na vývodu z rozvodny	A
$\bar{I}^{(2)}$	Fázor zpětné složky poruchového proudu	A
$\bar{I}^{(1)}$	Fázor sousledné složky poruchového proudu	A
\bar{I}_{pmax}	Fázor maximálního poruchového proudu	A
I_{pmax}	Velikost maximálního poruchového proudu	A
I_{pzj}	Velikost poruchového proudu po zjednodušení	A
$i_{L1,x}, i_{L2,x}, i_{L3,x}$	Okamžité vzorkované hodnoty fázových proudů v místě měření x	A
$\bar{I}_{L1,x}, \bar{I}_{L2,x}, \bar{I}_{L3,x}$	Fázory fázových proudů v místě měření x	A
$\bar{I}_x^{(1)}, \bar{I}_x^{(2)}, \bar{I}_x^{(0)}$	Fázor sousledné, zpětné a netočivé složky proudu v místě měření x	A
$I_{Re,x}^{(2)}$	Reálná část fázoru zpětné složky proudu v místě měření x	A
$I_{Im,x}^{(2)}$	Imaginární část fázoru zpětné složky proudu v místě měření x	A

$I_{\text{Re},x,\text{F1}}^{(2)}$	Průměrná hodnota reálné části zpětné složky proudu v okně F1 v místě měření x	A
$I_{\text{Im},x,\text{F1}}^{(2)}$	Průměrná hodnota imaginární části zpětné složky proudu v okně F1 v místě měření x	A
$\Delta I_{\text{Re},x}^{(2)}$	Změna reálné části zpětné složky proudu v rámci oken F1 a F2	A
$\Delta I_x^{(2)}$	Absolutní velikost změny zpětné složky proudu	A
$\delta \left(\Delta I_{\text{Re},x,x-1}^{(2)} \right)$	Diference změny reálné části zpětné složky proudu mezi dvěma sousedními místy měření	A
$\delta \left(\Delta I_{x,x-1}^{(2)} \right)$	Absolutní velikost difference změny reálné části zpětné složky proudu mezi dvěma sousedními místy měření	A
j	Imaginární jednotka	-
l_{celk}	Celková délka vedení zapojeného do kruhu	km
l_p	Délka vedení do poruchy	km
$l_{\text{skutečná}}$	Skutečná (simulovaná) délka vedení do poruchy	km
$l_{\text{vypočtená}}$	Algoritmicky vypočtená délka vedení do poruchy	km
l_{x-1}	Vzdálenost místa poruchy od měřicího bodu $x - 1$	km
n_F	Počet vzorků v okně F1 resp. F2	-
$n_{\Delta t}$	Počet vzorků mezi okny F1 a F2	-
N_F	Počet period systémové frekvence	per
p_{AB}	Poměr impedancí do poruchy	-
R_N	Rezistance odporníku	Ω
R_p	Odpor poruchy	Ω
Δt_F	Časové posunutí oken F1 a F2 vůči sobě	s
$\overline{U}_{\text{L1},x}, \overline{U}_{\text{L2},x}, \overline{U}_{\text{L3},x}$	Fázory fázových napětí v místě měření x	V
$u_{\text{L1},x}, u_{\text{L2},x}, u_{\text{L3},x}$	Okamžité vzorkované hodnoty fázových napětí v místě měření x	V
$\overline{U}^{(1)}$	Fázor sousledné složky napětí v rozvodně	V
$\overline{U}^{(2)}$	Fázor zpětné složky napětí v rozvodně	V
$\overline{U}^{(0)}$	Fázor netočivé složky napětí v rozvodně	V

U_n	Jmenovité sdružené napětí	V
U_f	Fázové napětí	V
$\overline{U}_x^{(1)}, \overline{U}_x^{(2)}, \overline{U}_x^{(0)}$	Fázor sousledné, zpětné a netočivé složky napětí v místě měření x	V
$U_{\text{Re},x}^{(2)}$	Reálná část fázoru zpětné složky proudu v místě měření x	V
$U_{\text{Im},x}^{(2)}$	Imaginární část fázoru zpětné složky proudu v místě měření x	V
$\overline{Y}_{\text{sou}}^{(0)}$	Fázor netočivé admitance soustavy	S
$\overline{Y}_{\text{ved}}^{(0)}$	Fázor netočivé admitance vedení	S
z_k	Modul impedance vedení na kilometr délky	$\Omega \cdot \text{km}^{-1}$
$Z_p^{(2)}$	Zpětná složka impedance do poruchy od měřícího místa $x - 1$	Ω
$\overline{Z}^{(1)}$	Fázor sousledné složky impedance vývodu	Ω
$\overline{Z}^{(2)}$	Fázor zpětné složky impedance vývodu	Ω
$\overline{Z}^{(0)}$	Fázor netočivé složky impedance vývodu	Ω
$\overline{Z}_{\text{ved}}^{(1)}$	Fázor sousledné impedance vedení na kilometr délky	$\Omega \cdot \text{km}^{-1}$
$\overline{Z}_{\text{ved}}^{(2)}$	Fázor zpětné impedance vedení na kilometr délky	$\Omega \cdot \text{km}^{-1}$
$\overline{Z}_{\text{ved}}^{(0)}$	Fázor netočivé impedance vedení na kilometr délky	$\Omega \cdot \text{km}^{-1}$
$\overline{Z}_T^{(2)}$	Fázor zpětné impedance transformátoru	Ω
$\overline{Z}_T^{(0)}$	Fázor netočivé impedance transformátoru	Ω
$\overline{Z}_{\text{SN}}^{(2)}$	Fázor zpětné impedance nadřazené sítě	Ω
$\Delta Z_A^{(2)}$	Velikost změny zpětné impedance do poruchy	Ω

Zkratka	Význam
CAIDI	Customer average interruption duration index
DS	Distribuční soustava
DTS	Distribuční transformační stanice
ERÚ	Energetický regulační úřad
FFT	Fast Fourier Transform

HDO	Hromadné dálkové ovládání
IED	Intelligent electronic device
LDS	Lokální distribuční síť
MU	Merging Unit (slučovací jednotka)
NN	Nízké napětí
RDS	Regionální distribuční soustava
SAIDI	System average interruption duration index
SAIFI	System average interruption frequency index
SV	Sampled Value (vzorkovaná hodnota)
SVA	Sampled Value Analyzer
VN	Vysoké napětí
VVN	Velmi vysoké napětí

Úvod

Vzhledem ke vzrůstajícím požadavkům na bezpečnost a kvalitu dodávky elektrické energie je dnes problematika lokalizace nesymetrických poruch v distribučních soustavách (DS) velmi diskutovaná. Přispívá k tomu i snaha distribučních společností minimalizovat provozní náklady, čehož lze mimo jiné dosáhnout přesnou a hlavně rychlou lokalizací poruch. Souběžně jsou vyvíjeny a testovány funkční pilotní projekty tzv. inteligentních sítí s decentralizovaným měřením okamžitých hodnot napětí a proudů. Příkladem tohoto konceptu je i LDS Pod Palackého vrchem, pro kterou je vyvíjen i algoritmus ochranné funkce v této práci. Data jsou v této síti synchronně měřena z více míst a shromažďována v centrálním pracovišti. Nabízí se tak nové možnosti jejich zpracování.

Tato práce navazuje na započatý vývoj algoritmu pro lokalizaci nesymetrických poruch, který již ve zjednodušené podobě vykazuje svoji funkčnost. Základy definoval, díky zkušenostem v oblasti využití změn zpětných složek proudu a napětí, Ing. David Topolánek, PhD., jenž pracuje na lokalizačním systému Vdip.

Cílem diplomové práce je pokračovat v návrhu algoritmu pro lokalizaci nesymetrických poruch, formulovat ho, otestovat na modelu sítě v programu PSCAD a na reálných datech a nakonec zanalyzovat závislost výstupu algoritmu na přesnosti vstupních dat.

1 Distribuční sítě a lokalizace nesymetrie

Distribuční soustava České republiky je na rozdíl od přenosové soustavy v soukromém vlastnictví distribučních společností. Nepřetržitost dodávky elektrické energie je zde ale monitorována a vyhodnocována Energetickým regulačním úřadem (ERÚ) pomocí ukazatelů nepřetržitosti. Mezi tyto ukazatele patří SAIFI (průměrný počet přerušení dodávky elektřiny u zákazníků v určitém období), SAIDI (průměrná doba trvání všech přerušení v určitém období) a CAIDI (průměrná doba trvání jednoho přerušení v určitém období). Tyto ukazatele ERÚ zveřejňuje za období jednoho roku ve Zprávě o dosažené úrovni nepřetržitosti přenosu nebo distribuce elektřiny [1]. V Tab. 1.1 jsou pro představu uvedeny hodnoty pro celou Českou republiku pro rok 2018.

Tab. 1.1: Ukazatele nepřetržitosti distribuce v roce 2018 [1]

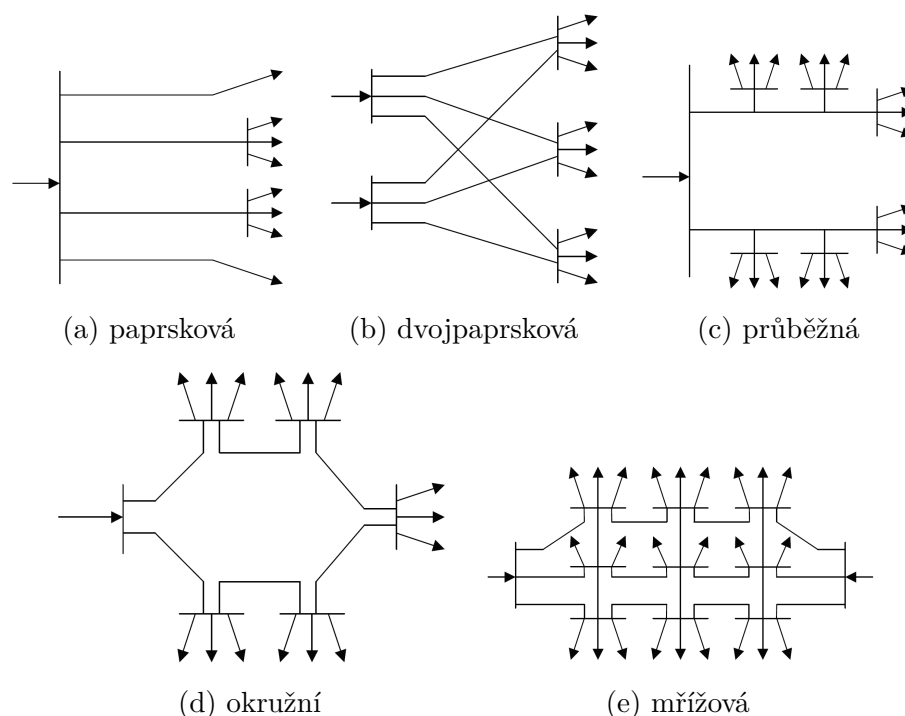
SAIFI (přerušení/rok)	2,24
SAIDI (min/rok)	256,05
CAIDI (min)	114,23

DS začíná na sekundárních svorkách transformátorů 400/110 kV, popř. 220/110 kV, a tudíž z hlediska napěťové hladiny rozeznáváme na našem území distribuční sítě:

- Velmi vysokého napětí VVN 110 kV
- Vysokého napětí VN 22/35 kV (6/10 kV)
- Nízkého napětí NN 0,4 kV (0,5 kV)

Uspořádání kabelového nebo venkovního vedení dělíme podle [16] na radiální (paprskové), dvojpaprskové, okružní (kruhové), průběžné a mřížové. Základní kritérium dělení spočívá v možnostech napájení daného místa pouze z jedné nebo z více stran s ohledem na bezpečnost, hospodárnost a rozdělování výkonu. Distribuční soustava VVN je proto nejčastěji koncipována jako rozvod okružní, VN jako paprskový, průběžný nebo dvojpaprskový s možností spojení do kruhu a NN jako paprskový, průběžný nebo mřížový. Jednotlivé možnosti uspořádání jsou naznačeny na Obr. 1.1.

Nejdůležitějším hlediskem z pohledu řešení poruchových stavů je ale zapojení uzlu transformátoru (nulového bodu sítě), který může být účinně a neúčinně uzemněný nebo izolovaný. Soustava VVN je vzhledem k nižší četnosti poruch provozována jako účinně uzemněná, aby bylo zajištěno spolehlivé a rychlé působení ochrany vlivem velkých zkratových proudů, které vylučují další provoz. Ve venkovních, smíšených či průmyslových sítích VN je ale četnost poruch (zejména přechodných), kvůli jejich



Obr. 1.1: Druhy uspořádání sítí (převzato z [16])

umístění a rozměrům, mnohem vyšší. Tyto sítě je proto snaha provozovat neúčinně uzemněné, což umožňuje provoz při poruše, díky menším poruchovým proudům, po dobu alespoň nezbytně nutnou k „vymanipulování“ či uhasnutí poruchy. Mezi takové neúčinně uzemněné sítě řadíme soustavy s izolovaným uzlem a soustavy kompenzované se zhášecí tlumivkou zapojenou v uzlu transformátoru, která může být ještě doplněna o pomocný odporník nebo automatikou přizemnění postižené fáze. VN kabelové sítě se provozují odporově uzemněné z důvodů popsanych níže. Základní rozdělení uzemnění uzlů bylo popsáno podle [16], kde lze nalézt také blíže specifikovaná kritéria pro volbu uzemnění soustavy.

Způsob uzemnění definuje typ poruchy, který může v dané síti vzniknout, a má dle [2] vliv na velikost a charakter proudu zemních poruch, napětí fází proti zemi a přepětí při zemních poruchách. Nalezení jednoznačného a komplexního řešení lokalizace poruch je tedy komplikované z důvodu odlišného chování jednotlivých druhů DS v poruchových stavech. Práce je proto dále zaměřena pouze na popis a lokalizaci nesymetrických poruch v kabelové DS 22 kV s odporově uzemněným uzlem napájecího transformátoru, pro kterou je navrhován lokalizační algoritmus.

1.1 Distribuční sítě VN s odporově uzemněným nulovým bodem

Podle [10] rozeznáváme dva druhy odporového uzemnění. Vysokoodporové uzemnění omezí (ve srovnání s přímo uzemněnou soustavou) velikost proudu protékajícího odporníkem na hodnotu rovnou kapacitnímu proudu sítě nebo mírně vyšší. Takto uzemněná síť nevyžaduje vzhledem k nízkému poruchovému proudu okamžité vypnutí (porucha je pouze indikována). Pokud lze hodnotu odporníku měnit, je poté možné pomocí následné změny netočivé složky poruchového proudu lokalizovat poruchu snímači netočivého proudu.

Nízkoodporové uzemnění má naproti tomu omezit poruchový proud z tisíců na několik stovek ampérů. Kabelové sítě VN se v ČR zpravidla provozují právě s tímto typem odporově uzemněného nulového bodu sítě. Jeho hlavním účelem je sice podle [2] omezení proudu zemní poruchy s ohledem na dimenzování uzemnění a další účinky poruchového proudu, na druhé straně je ale nutné zajistit dostatečně velký poruchový proud na to, aby spolehlivě vybavila zemní ochrana v rozvodně.

Odpor uzlového odporníku lze dle [3] zjednodušeně navrhnout podle vztahu 1.1, což zajistí také tlumení přepětí při zemních poruchách. Udává se jmenovitý proud uzlového odporníku a musí být větší než je kapacitní proud soustavy.

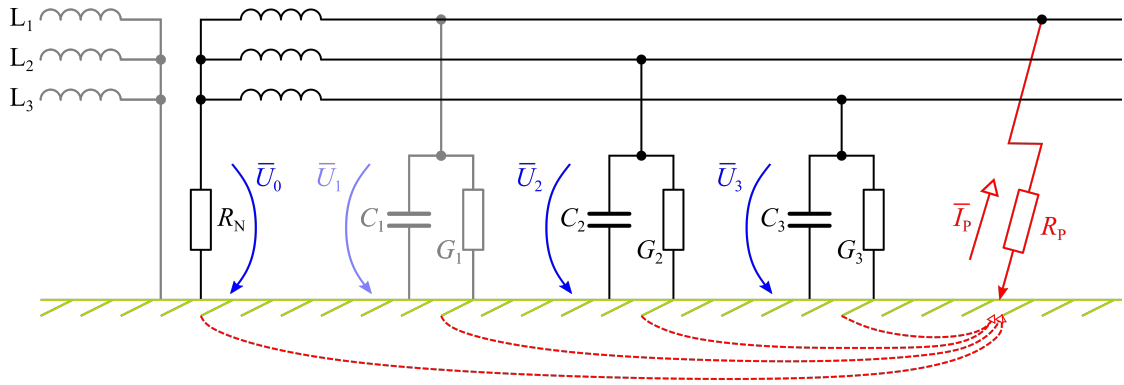
$$R_N \leq \frac{U_f}{I_c} \quad (\Omega), \quad (1.1)$$

kde R_N je odpor odporníku, U_f je fázové napětí a I_c kapacitní proud soustavy.

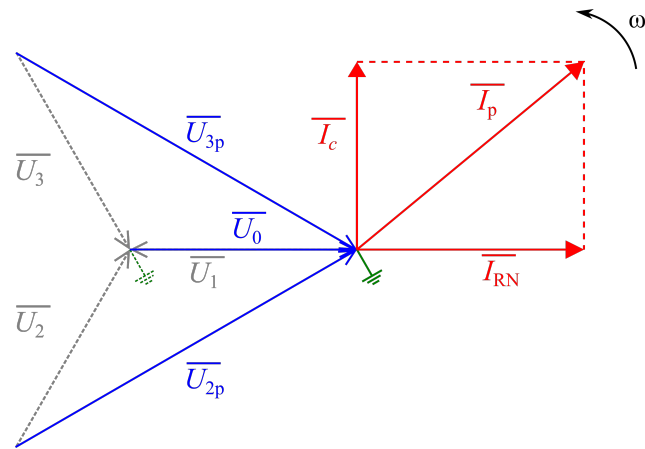
Rozdíl v chování sítí s různým uzemněním se ale zásadně projeví až při jednopólové zemní poruše, která je znázorněna na Obr. 1.2 a popsána v následující kapitole.

1.1.1 Jednopólová zemní porucha

Spojení jedné fáze se zemí (Obr. 1.2) v těchto sítích klasifikujeme jako nesymetrický jednofázový zkrat. V případě kompenzované kabelové sítě by byla při delším provozu s jednopólovým kovovým zemním spojením izolace jednotlivých fází kabelů nadměrně dlouhou dobu namáhána až sdruženou hodnotou napětí vůči zemi, což je patrné na fázorovém diagramu podle [16] na Obr. 1.3. To by mohlo vést k jejímu narušení a možnosti vzniku mezifázového zkratu a vícenásobných poruch. Podle [2] je navíc v kabelových sítích většina poruch trvalá, a proto zmenšení poruchového proudu nijak významně nepřispěje k „samozhášení“ poruch tak, jako tomu bylo u venkovních vedení s obloukovými poruchami.



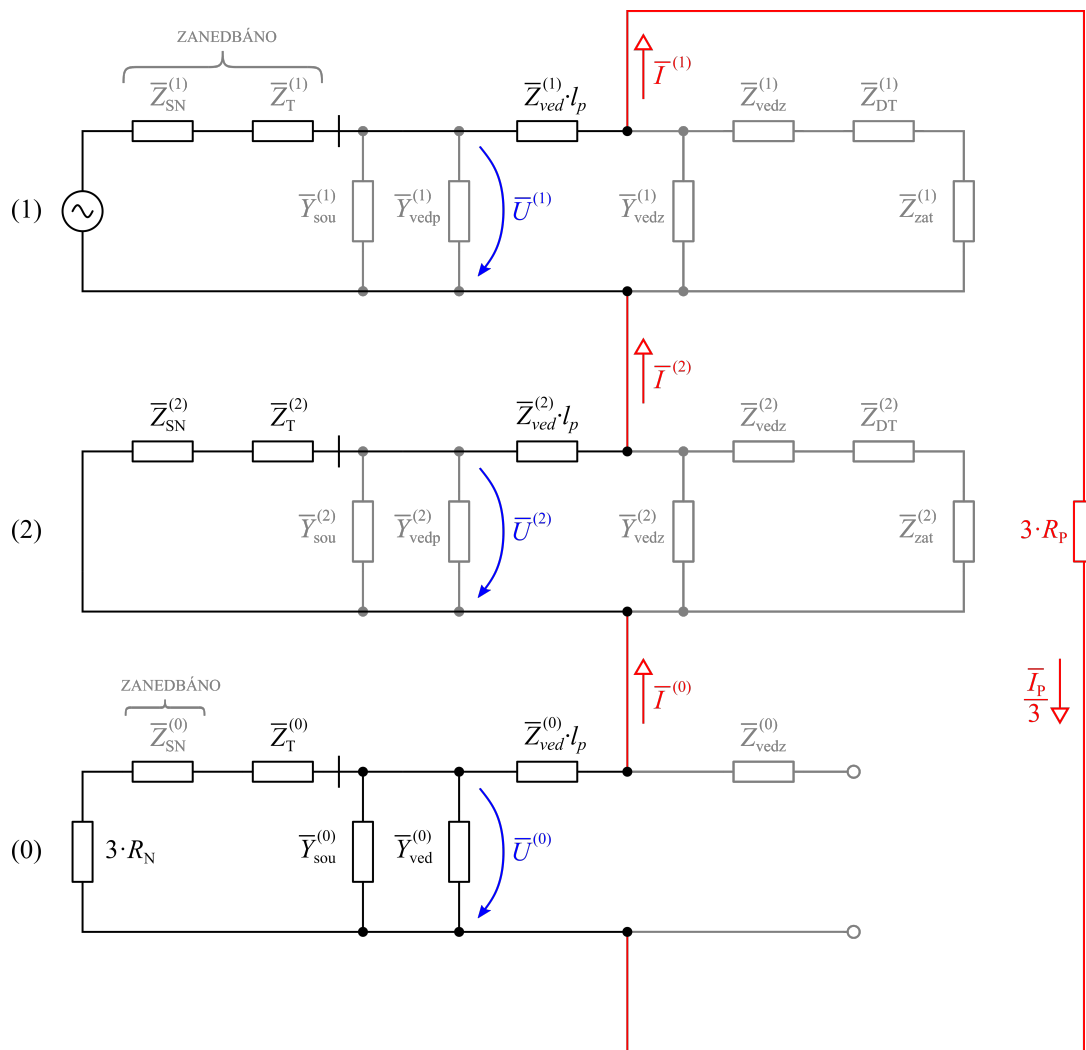
Obr. 1.2: Odporově uzemněná síť při zemní jednopólové poruše podle [16]



Obr. 1.3: Fázorový diagram napětí a proudů v neúčinně uzemněné síti při jednopólové zemní kovové poruše podle [2]

Na Obr. 1.4 je naše soustava s jednopólovou poruchou rozložená na sousledné, zpětné a netočivé schéma pomocí teorie souměrných složek. Aby mohla být jednoduše s dostačující přesností soustava popsána pomocí rovnic, zavádíme následující zjednodušení (ve schématu na Obr. 1.4 vyznačena šedou barvou):

- Zanedbání impedance transformátoru a nadřazené soustavy v sousledné složce
- Zanedbání impedance nadřazené soustavy v netočivé složce
- Uvažování příčných admitancí pouze v netočivé složce
- Neuvažování vlivu zátěže
- $\bar{Y}_{ved}^{(0)}$ je netočivá admitance celého vedení postiženého vývodu



Obr. 1.4: Příklad rozložení do složkových schémat

Následně je možné přibližně vypočítat:

- Sousednou, zpětnou a netočivou impedanci

$$\bar{Z}^{(1)} = \bar{Z}_{\text{ved}}^{(1)} \cdot l_p \quad (1.2)$$

$$\bar{Z}^{(2)} = \bar{Z}_{\text{ved}}^{(2)} \cdot l_p + \bar{Z}_T^{(2)} + \bar{Z}_{\text{SN}}^{(2)} \quad (1.3)$$

$$\bar{Z}^{(0)} = \bar{Z}_{\text{ved}}^{(0)} \cdot l_p + \left(\frac{1}{3 \cdot R_N + \bar{Z}_T^{(0)}} + \bar{Y}_{\text{sou}}^{(0)} + \bar{Y}_{\text{ved}}^{(0)} \right)^{-1} \quad (1.4)$$

- Proud tekoucí poruchou

$$\bar{I}_p = 3 \cdot \bar{I}^{(0)} = \frac{3 \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot (\bar{Z}^{(1)} + \bar{Z}^{(2)} + \bar{Z}^{(0)} + 3 \cdot R_p)} \quad (1.5)$$

- Sousednou, zpětnou a netočivou složku napětí v rozvodně

$$\bar{U}^{(1)} = \frac{U_n}{\sqrt{3}} \quad (1.6)$$

$$\bar{U}^{(2)} = -\bar{I}^{(2)} \cdot (\bar{Z}^{(2)} - \bar{Z}_{\text{ved}}^{(2)} \cdot l_p) \quad (1.7)$$

$$\bar{U}^{(0)} = -\bar{I}^{(0)} \cdot (\bar{Z}^{(0)} - \bar{Z}_{\text{ved}}^{(0)} \cdot l_p) \quad (1.8)$$

- Sousednou, zpětnou a netočivou složku proudu na vývodu z rozvodny

$$\bar{I}_v^{(1)} = \bar{I}^{(1)} = \frac{\bar{I}_p}{3} \quad (1.9)$$

$$\bar{I}_v^{(2)} = \bar{I}^{(2)} = \frac{\bar{I}_p}{3} \quad (1.10)$$

$$\bar{I}_v^{(0)} = \bar{I}^{(0)} + \bar{U}^{(0)} \cdot \bar{Y}_{\text{ved}}^{(0)} \quad (1.11)$$

Pro vyčíslení maximálního proudu vzhledem k vzdálenosti této zemní poruchy předpokládáme podle [2] poruchu v blízkosti napájecího transformátoru. Podélné impedance vedení a impedance zdrojů lze proto zanedbat a pro poruchový proud platí po dosazení do vztahu 1.5, ze kterého můžeme následně odvodit velikost takového poruchového proudu, což uvádí také [3]:

$$\bar{I}_{\text{pmax}} = 3 \cdot \bar{I}^{(0)} = \frac{3 \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot \left(\left(\frac{1}{3 \cdot R_N} + j\omega C_0 \right)^{-1} + 3 \cdot R_p \right)}, \quad (1.12)$$

$$I_{\text{pmax}} = \frac{U_n \cdot \sqrt{1 + (R_N \cdot 3 \cdot \omega \cdot C_0)^2}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_p + R_N)^2 + (R_p \cdot R_N \cdot 3 \cdot \omega \cdot C_0)^2}}, \quad (1.13)$$

kde C_0 je vlastní (netočivá) kapacita soustavy vedení a odpor $R_p \rightarrow 0 \Omega$ pro kovovou poruchu.

Vztah 1.13 můžeme při vyšším odporu poruchy dále zjednodušit a poruchový proud vypočítat podle [3] jako:

$$I_{\text{pzj}} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot (R_p + R_N)} \quad (1.14)$$

1.1.2 Výhody a nevýhody odporově uzemněných sítí

Mezi hlavní výhody odporově uzemněné sítě patří:

- Provozování soustavy bez potřeby monitoringu a vyhodnocování kapacitního proudu soustavy a problematického ladění zhášecí tlumivky při rekonfiguraci sítě

- Snadná detekce nízkoodporových jednopólových poruch z důvodu vyšší úrovně poruchového proudu
- Snížení pravděpodobnosti následných poruch a jejich doby trvání
- Snížení úrovně přepětí v nepostižených fázích

Na druhou stranu ale odporově uzemněná síť přináší následující nevýhody:

- Problémová detekce vysokoodporových poruch
- Nutnost přerušení dodávky při poruše
- Snížení bezpečnosti vlivem vysokého poruchového proudu (krokové a dotykové napětí)
- Problematická lokalizace poruchy s nutností vícečetných manipulací a rizikem spínání do poruchy

1.2 Lokalizace nesymetrických zemních poruch

Před samotnou lokalizací úseku nebo místa poruchy je nejprve nutné poruchu detekovat.

1.2.1 Detekce poruchy a její vymezení v rámci vývodu

V kompenzovaných sítích jsou poruchy indikovány při zvýšení netočivé složky napětí v uzlu transformátoru nad úroveň přibližně 20 až 30 % fázového napětí. Postižený vývod je pak možno vymežit například připnutím pomocného odporníku za použití směrové ochrany. Lze použít také některou z jiných statických či dynamických metod popsaných v [16], přičemž výhodná se zdá metoda konduktanční, jelikož zde nezávisí na odporu poruchy (do určité hodnoty).

V odporově uzemněných sítích některé ze statických nebo dynamických metod není nutné používat. Proudové zemních poruch totiž v odporově uzemněných sítích dosahují takových hodnot, že je možné použít nadproudového kritéria. Podle [2] se ale nepředpokládá, že poruchové proudy při zemních poruchách dosahují výrazně vyšších hodnot, než proudy zátěže, a proto je nutné využít zemní ochrany. Abychom mohli určit, na kterém vývodu v rozvodně se porucha nachází, využijeme zemních směrových ochran, které určí, zda se jedná o dopřednou nebo zpětnou poruchu. U klasických typů těchto ochran je podle [16] nutné zvolit, zda bude používána zpětná nebo netočivá složka napětí a proudů, což může omezovat přesnost detekce poruch při změně konfigurace sítě. Novější typy zemních směrových ochran volí vhodnou složkovou veličinu podle podmínek v systému.

1.2.2 Vymezení poruchového úseku a lokalizace poruchy

Nejčastější dodnes využívanou metodou v ČR k vymezení místa poruchy jsou dispečerem prováděné manipulace. Tzv. „vymanipulování“ poruchy znamená postupné odpínání úseků až do chvíle, kdy zmizí v systému signalizace poruchy a většinou s sebou nese minimálně krátkodobá přerušení dodávky elektrické energie. Tato přerušení se zkracují s instalací dálkově ovládaných úsekových odpínačů, které mohou být vybaveny také měřeními a vlastními ochrannými funkcemi, nebo recloserů. Nasazování inteligentních dálkově ovládaných odpínačů a recloserů na Slovensku je popsáno v [4].

Z důvodu nezávislosti poruchového proudu na místě poruchy v sítích kompenzovaných a izolovaných jsou nové metody pro lokalizaci poruchy vyvíjeny zejména v těchto sítích. Dále je podle [5] provedeno základní rozdělení a shrnutí nových uvažovaných a vyvíjených metod vymezení úseku nebo místa poruchy. Nejvíce diskutované metody je možné dělit na centralizované a decentralizované. Rozdíl tkví v umístění měření, kdy v případě centralizovaných metod je umístěno v rozvodně a v případě decentralizovaných metod průběžně podél vývodů s patřičnou komunikací.

A) Centralizované metody

Impedanční: Metoda je založená na měření impedance vedení (pomocí proudů a napětí). Délka vedení od místa měření až k poruše je úměrná změřené (vypočtené) impedanci, a proto je možné při znalosti vztažných parametrů vedení určit jeho délku. Při zemní poruše je však situace komplikovaná, protože neznáme odpor dané poruchy. Pro zvýšení přesnosti této metody pracují mnohé výzkumy se změnami měřených veličin před a při poruše a s připínáním pomocného odporníku.

Postupná vlna: V okamžiku vzniku poruchy jsou v jejím místě generovány postupné proudové a napěťové vlny, které se šíří oběma směry podél vedení a vzápětí se odrazí od jeho konců. Tyto vlny se pohybují rychlostí světla, což znamená, že pokud změříme čas mezi odražením vlny postupné a odražením na jednom z konců vedení, jsme schopni vypočítat vzdálenost k poruše. Avšak v distribučních sítích dochází k mnohočetným odrazům a dalším rušivým impulsům kvůli větvení vedení. Ve skutečnosti je proto obtížné identifikovat vlnu a její odraz způsobený poruchou.

Umělá inteligence: Metoda je založená na učení umělé inteligence lokalizovat poruchu na základě měřených veličin v rozvodně a jejich vlnové analýzy. Rozkladem těchto signálů na frekvenční složky a jejich analýzou pokročilými algoritmy umělé inteligence lze získat lokaci poruchy.

B) Decentralizované metody

Decentralizované metody se testují a nasazují v důsledku rozvoje a instalování inteligentních elektronických terminálů (IED), inteligentních elektroměrů a komunikace mezi nimi. Jedna z těchto metod předpokládá měření rozložení fázových napětí napříč sítí inteligentními elektroměry.

Indikátory poruch: Indikátory poruch jsou zařízení, které jsou rozmístěné podél vedení a na důležitých rozhraních. Dle [16] existuje několik typů těchto indikátorů, přičemž některé na základě měřených napětí a proudů vyhodnocují průchod nebo směr poruchového proudu (pomocí statických nebo dynamických metod pro detekci poruchy). Více rozšířené indikátory poruch však fungují na principu snímání elektromagnetického pole chráněného vedení. Tato zařízení mohou poskytovat optickou signalizaci v místě instalace nebo mohou být vybaveny komunikací s řídicím systémem. V sítích odporově uzemněných se hovoří o indikátorech zkratového proudu, což je třífázové měřicí zařízení, které vyhodnocuje velikost proudu procházejícího jednotlivými fázemi. K indikaci průchodu poruchového proudu dojde při překročení nastavené popudové hodnoty.

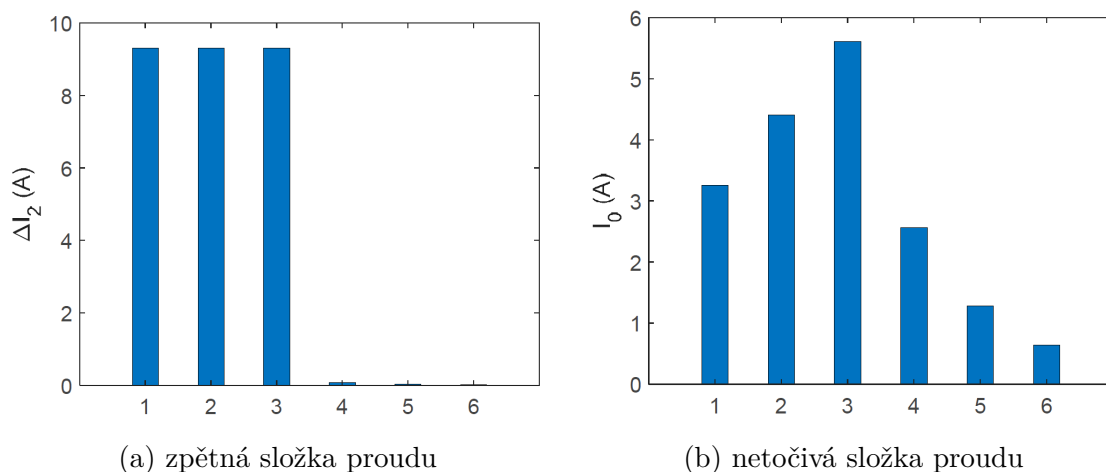
Injektáž: Injektované impulzy do uzlu transformátoru, vytvořené spínáním paralelně připojené kondenzátorové baterie k tlumivce, se uzavírají pouze smyčkou uzlu transformátoru - porucha - zem. Identifikace úseku s poruchou je pak možná měřením a vyhodnocováním změn netočivé složky proudu inteligentními terminály a senzory umístěnými podél vývodu.

Symetrické složky: Ve výzkumu [6] se uvádí, že existence zemní poruchy je jak známo detekovatelná pomocí změny netočivé složky proudu, avšak s ohledem na selektivní vymezení a indikaci cesty poruchového proudu změna této složky nestačí. Důvod spočívá v části netočivé složky proudu poruchou, která se uzavírá i za místem poruchy prostřednictvím vlastní kapacity vedení. Netočivá složka proudu měřená podél vedení se navíc mění se vzdáleností mezi poruchou a zdrojem. Tento problém lze vyřešit také měřením zpětné složky proudu, která se mění zanedbatelně a za místem poruchy prakticky neexistuje. V této práci je tedy navrhováno, aby se lokalizace poruchy prováděla pomocí změny netočivé složky proudu mezi dvěma měřenými místy a změna netočivé složky proudu sloužila pouze jako spouštěč výpočtu (detektor poruchy). Porucha je tedy poměrně dobře selektivně indikována, pokud jsou na daném úseku současně splněny následující dvě podmínky:

$$\Delta I^{(0)} > \Delta I_{set}^{(0)}, \quad (1.15)$$

$$\Delta I^{(2)} > \Delta I_{set}^{(2)}, \quad (1.16)$$

kde $\Delta I^{(0)}$ a $\Delta I^{(2)}$ jsou změny netočivé a zpětné složky proudu mezi dvěma měřenými místy a $\Delta I_{set}^{(0)}$ a $\Delta I_{set}^{(2)}$ jsou nastavené popudové hodnoty těchto změn. S podobným principem pracuje také [7], kde je graficky znázorněno rozložení velikosti netočivé a zpětné složky proudu podél vývodu, viz Obr. 1.5, což koreluje se zanedbáním příčných prvků ve zpětném schématu v kapitole 1.1.1. Výhodnost použití symetrických složek pro lokalizaci poruchy a speciálně zpětné složky proudu je potvrzena také ve výzkumech [8] a [9].



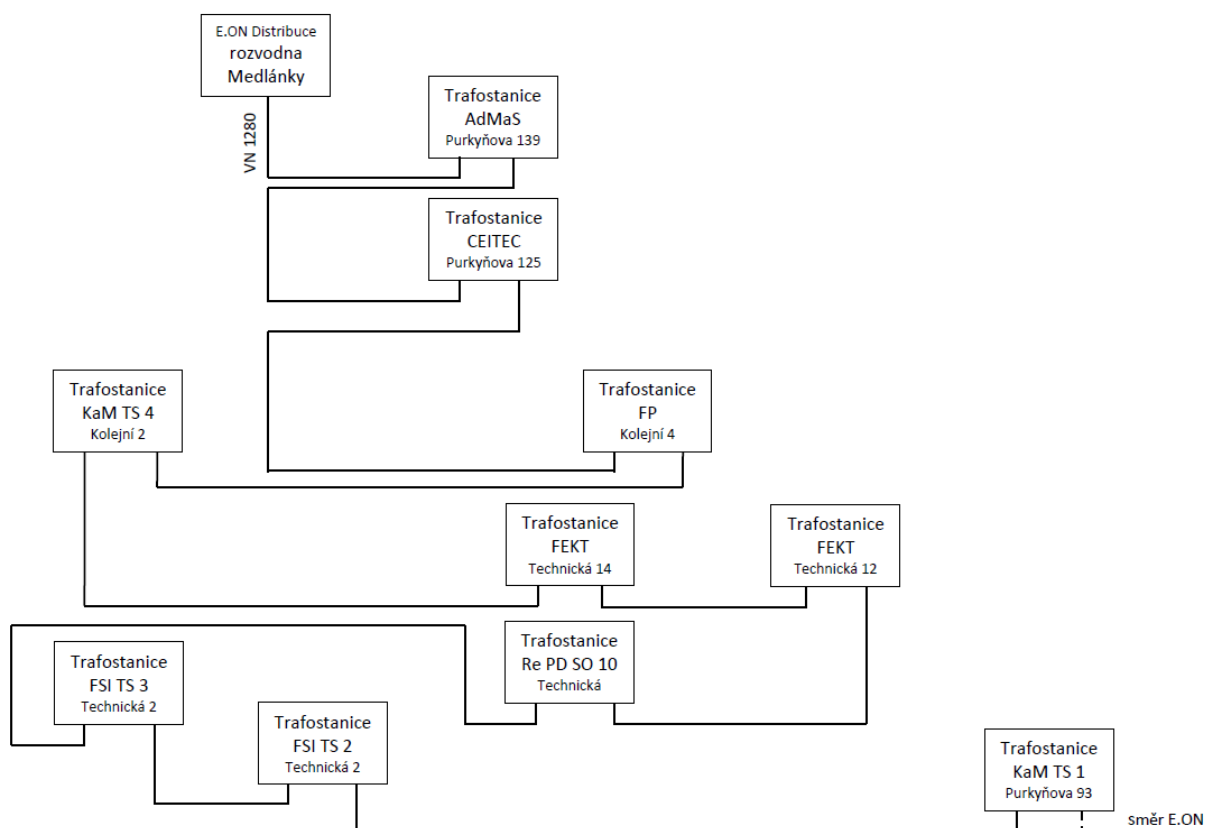
Obr. 1.5: Rozložení velikosti zpětné a netočivé složky proudu podél vývodu, kde vodorovná osa odpovídá pořadí míst měření na vývodu a porucha se nachází v mezi místy 3 a 4 (převzato z [7])

1.3 Inteligentní distribuční síť VUT

1.3.1 LDS Pod Palackého Vrchem

Zřízení a specifikaci lokální distribuční sítě (LDS) Pod Palackého Vrchem popisuje [11]. Rozvodna Medlánky regionálního distributora E.ON Distribuce, a.s. napájí kabel VN 1280, který je ve vlastnictví VUT. Pro řešení administrativních a provozních záležitostí připojených odběrných míst nebo výroben, musela být zřízena lokální distribuční síť uzavřením smlouvy a splněním daných náležitostí o připojení LDS k regionální distribuční soustavě (RDS). Provozovatelé LDS si musí určit a splňovat pravidla provozování LDS, která stanovují základní technické plánovací a informační požadavky pro připojení uživatelů k LDS a pro její užívání. Tato pravidla musí být

v souladu s energetickým zákonem č. 458/2000 Sb. a s navazujícími vyhláškami Ministerstva průmyslu a obchodu ČR a Energetického regulačního úřadu. Schéma LDS Pod Palackého vrchem je znázorněno na Obr. 1.6.



Obr. 1.6: Schéma VN kabelu 1280 Pod Palackého vrchem (převzato z [11])

Fakturační měření celkové spotřeby VUT v areálu Pod Palackým vrchem je umístěno v první trafostanici od rozvodny Medláňky v areálu AdMaS, což je předávací místo mezi LDS a RDS. V případě potřeby je možné napájet LDS z druhé strany z trafostanice KaM Purkyňova 93, kde je rovněž nainstalováno fakturační měření distributora.

Odběratelé připojení na LDS jsou AdMaS (Purkyňova 651/139), CEITEC (Purkyňova 648/125), FP (Kolejní 4), KaM (Kolejní 2 a Purkyňova 93), parkovací dům u sportovního areálu VUT, FEKT (část objektu Technické 14, zkratová zkušebna má samostatný kabel z rozvodny Medláňky), FEKT (Technická 12) a FSI (Technická 2). Na LDS jsou rovněž připojeny výroby, konkrétně kogenerační jednotky a fotovoltaické elektrárny.

Mezi povinnosti správce VN kabelu 1280 patří:

- zajištění bezpečného provozu VN kabelu
- komunikace s regionálním distributorem

- koordinace prací při výpadku nebo havárii
- manipulace v rozváděcích VN (např. pro účely revize atd.)
- vystavení B-příkazu (formulář popisující manipulace)

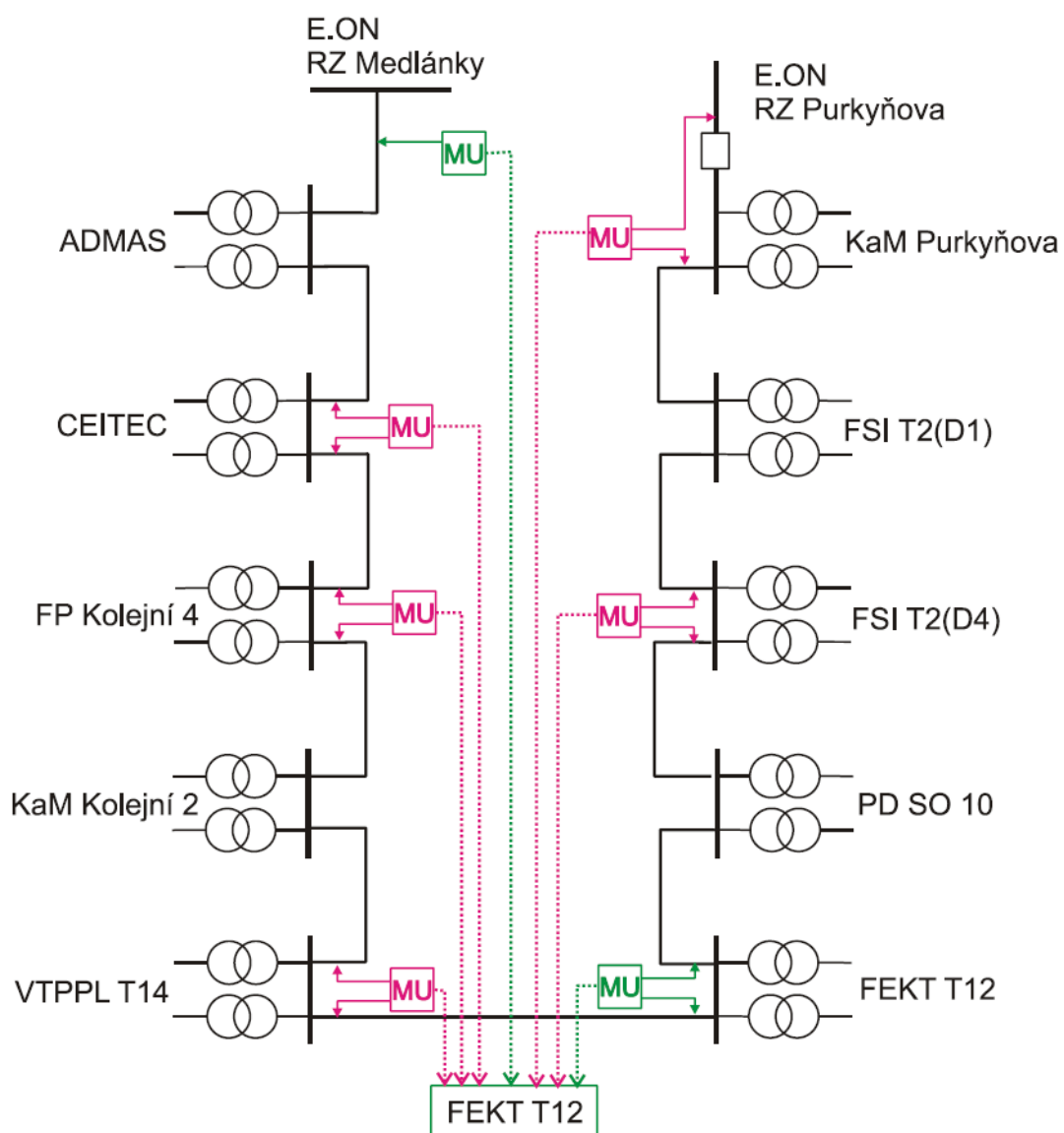
1.3.2 Projekt Inteligentní energetické sítě

V současném stavu jsou distribuční transformační stanice (DTS) LDS Pod Palackého vrchem v rámci aktivního projektu TK01030094 (Inteligentní energetické sítě) osazovány měřeními, které je realizováno pomocí senzorů napětí a proudů. Součástí měření v každé DTS jsou časově synchronizované IED terminály REF615 od společnosti ABB, které signály ze senzorů napětí a proudů „navzorkují“, zpracují a předávají dále ve formátu vzorkovaných hodnot neboli sampled values (SV). Jelikož je měření umístěno na vstupu i výstupu v každé DTS, musí být instalovány rovněž dva metalickým kabelem propojené terminály REF615, jež nazýváme slučovací jednotky (MU).

Data z již měřeními osazených DTS jsou prostřednictvím optické datové sítě („Single Mode“ vlákna s konektory LC) přenášena z jednoho z terminálů REF615 v DTS do budovy Technická 12. Tam jsou optické sítě sloučeny, což zajišťuje ethernetový switch, a data dále zpracovávána v laboratoři ochrany, kde je budováno dispečerské pracoviště pro účely projektu a centralizované měření spotřeby ve vybraných objektech. Přehledové schéma komunikačních tras je znázorněno na Obr. 1.7 s vyznačením již dokončené optické sítě zelenou barvou.

Vývoj systému měření, aplikace komunikace IEC61850, verifikace, zobrazení a ukládání měřených hodnot ve formátu SV bylo součástí již ukončeného projektu TA03010444. V rámci tohoto projektu vznikl také software Sampled Value Analyser (SVA), což je podle [20] nástroj, který zajišťuje verifikaci a vizualizaci vzorkovaných hodnot. Vzorkované hodnoty (SV) vysílá MU po ethernetové síti v rámci standardu IEC 61850-9-2, přičemž SVA mimo jiné kontroluje, zda data odpovídají požadavkům jmenovaného standardu. SVA umožňuje jak záznam surových dat, tak export dat do souboru CSV, jehož podoba je více popsána v kapitole 4.2.

Nyní jsou v rámci aktivního projektu TK01030094 kromě výše uvedeného vytvářeny použitelné nástroje pro řízení a chránění distribuční soustavy se zpracováním dat z dislokovaných měřících míst na jednom pracovišti v reálném čase. Spolupráce při vývoji a testování algoritmu plánované ochranné funkce pro lokalizaci nesymetrických poruch, popř. nesymetrického zatížení, je náplní této diplomové práce.



Obr. 1.7: Přehledové schéma komunikačních tras pro účely centralizovaného měření spotřeby (převzato z [17])

2 Návrh algoritmu

Algoritmus navrhovaný a testovaný v této práci je postaven na vyhodnocování diferencí změn velikosti zpětné složky proudu mezi sousedními měřicími místy. Samotný princip vyhodnocování změn veličin složkových soustav je navržen a popsán pro lokalizaci poruch v kompenzovaných sítích v [12] a je součástí patentových nároků uvedených v [13].

Důvody pro využití právě zpětné složky proudu a napětí plynou z výhod uvedených v kapitole 1.2.2 se znázorněním na Obr. 1.5. Dalším argumentem pro využití zpětné složky je požadavek pro budoucí aplikaci algoritmu také na lokalizaci nesymetrického zatížení. Zpětná složka je totiž na rozdíl od nulové přenášena přes distribuční transformátor, který má u nás dle jednotné transformátorové koncepce vinutí na straně vyššího napětí zapojeno do trojúhelníku a na straně nižšího napětí do hvězdy s uzemněným středem.

2.1 Vývojový diagram algoritmu a jeho popis při napájení z jedné strany

Klíčové operace a základní kroky algoritmu popisuje vývojový diagram na Obr. 2.1. Jednotlivé kroky pro napájení dané sítě z jedné nebo dvou stran jsou popsány níže.

Krok 1: Naměřená data ve formátu SV

Vstup pro algoritmus tvoří časově synchronizovaná data naměřených okamžitých hodnot fázových napětí a proudů z dislokovaných měřicích míst ve formátu SV.

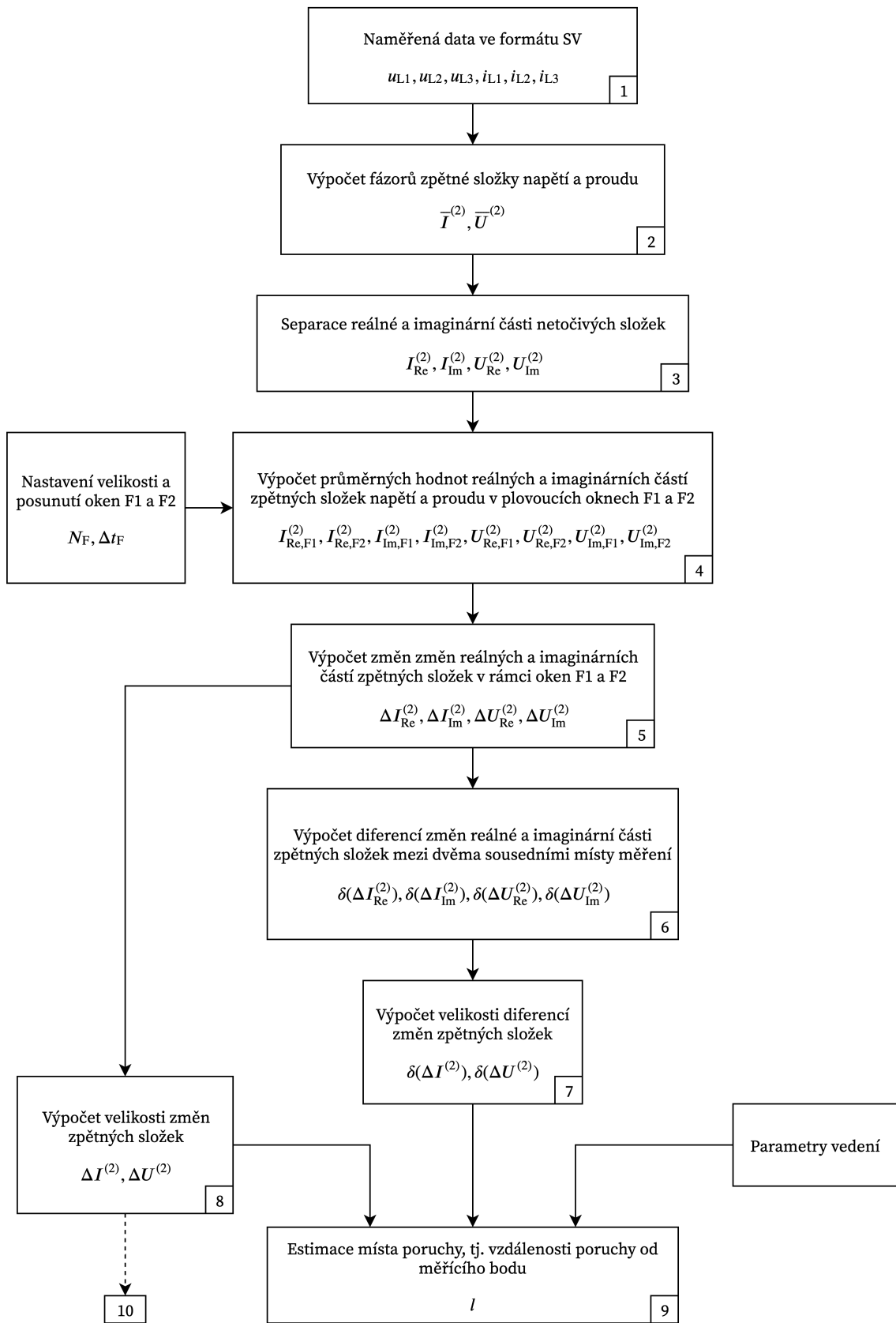
$$u_{L1,x}(k), u_{L2,x}(k), u_{L3,x}(k), i_{L1,x}(k), i_{L2,x}(k), i_{L3,x}(k),$$

kde $x = A, B, C, \dots$ je označení po sobě následujících měřicích míst a k je číslo vzorku.

Krok 2: Výpočet fázorů zpětné složky napětí a proudu

Provedením diskrétní Fourierovy transformace získáme z okamžitých vzorkovaných hodnot fázových napětí a proudů jejich reálné a imaginární složky fázorů, ze kterých lze vypočítat absolutní velikost a fázi daného fázoru. Srovnání a doporučení vhodných metod pro výpočet fázoru je provedeno v [15].

$$\bar{U}_{L1,x}(k), \bar{U}_{L2,x}(k), \bar{U}_{L3,x}(k), \bar{I}_{L1,x}(k), \bar{I}_{L2,x}(k), \bar{I}_{L3,x}(k),$$



Obr. 2.1: Vývojový diagram algoritmu pro lokalizaci poruchy

Pomocí transformační rovnice (obecný tvar pro souslednou, zpětnou a netočivou složku proudu viz rovnice 2.1) dle teorie souměrných složek je dále proveden výpočet fázoru zpětné složky proudu a napětí.

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_x^{(1)}(k) \\ \bar{I}_x^{(2)}(k) \\ \bar{I}_x^{(0)}(k) \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & \bar{a} & \bar{a}^2 \\ 1 & \bar{a}^2 & \bar{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{I}_{L1,x}(k) \\ \bar{I}_{L2,x}(k) \\ \bar{I}_{L3,x}(k) \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

Krok 3: Separace reálné a imaginární části netočivých složek

Pro další výpočty je nutné pracovat s reálnou a imaginární částí fázoru zpětné složky proudu a napětí.

$$\bar{U}_x^{(2)}(k) = U_{\text{Re},x}^{(2)}(k) + jU_{\text{Im},x}^{(2)}(k) \quad (2.2)$$

$$\bar{I}_x^{(2)}(k) = I_{\text{Re},x}^{(2)}(k) + jI_{\text{Im},x}^{(2)}(k) \quad (2.3)$$

Krok 4: Výpočet průměrných hodnot reálných a imaginárních částí zpětných složek napětí a proudu v plovoucích oknech F1 a F2

Průběhy napětí a proudů v reálné síti kolísají a jsou zkreslené, čímž dochází k velkým rozptylům a kolísání vypočítaných hodnot fázorů. Do jisté míry lze vhodným nastavením parametrů oken F1 a F2 tyto vlivy filtrovat pomocí plovoucích průměrovacích oken. Optimalizací parametrů oken, tedy jejich velikosti N_F (počet period systémové frekvence) a časovým posunutím Δt_F , se zabývá [15].

Průměrná hodnota dané reálné nebo imaginární části zpětné složky proudu resp. napětí je podle [14] počítána jako plovoucí průměr v oknech F1 a F2 dle Obr. 2.2.

$$I_{\text{Re},x,\text{F1}}^{(2)}(k) = \frac{\sum_{p=k-n_{\Delta t}-2n_F}^{k-n_{\Delta t}-n_F} I_{\text{Re},x}^{(2)}(p)}{n_F} \quad (2.4)$$

$$I_{\text{Im},x,\text{F1}}^{(2)}(k) = \frac{\sum_{p=k-n_{\Delta t}-2n_F}^{k-n_{\Delta t}-n_F} I_{\text{Im},x}^{(2)}(p)}{n_F} \quad (2.5)$$

$$I_{\text{Re},x,\text{F2}}^{(2)}(k) = \frac{\sum_{p=k-n_F}^k I_{\text{Re},x}^{(2)}(p)}{n_F} \quad (2.6)$$

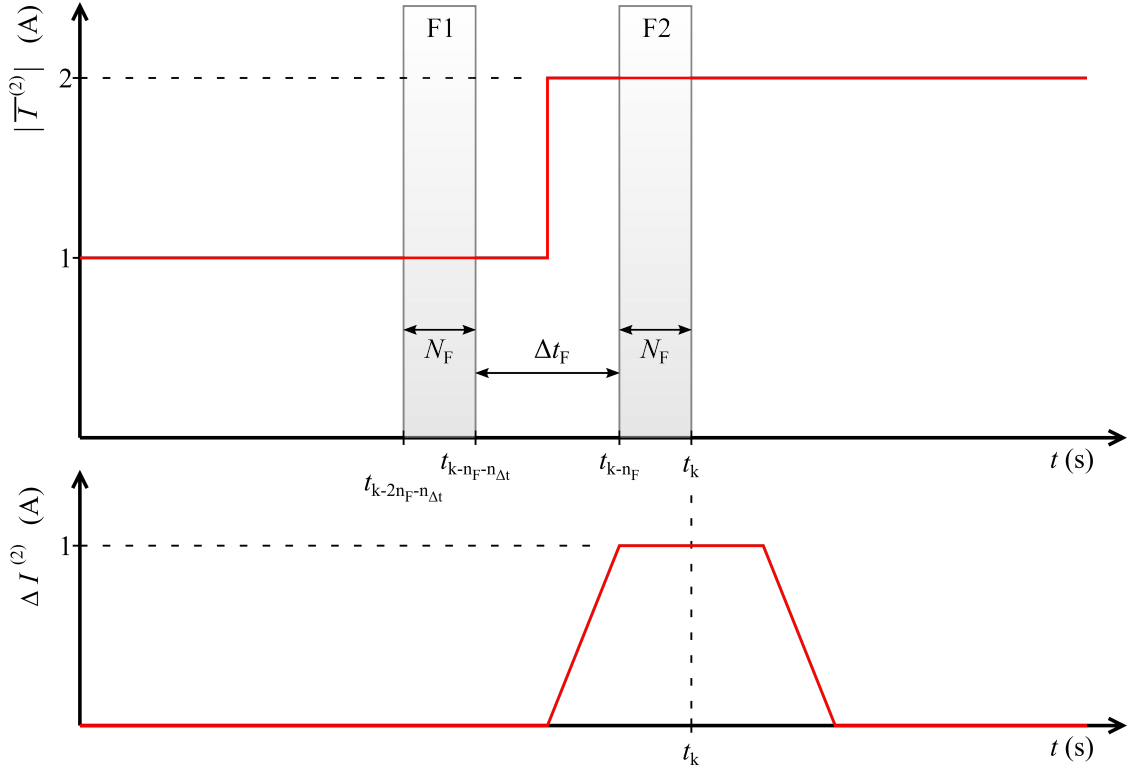
$$I_{\text{Im},x,\text{F2}}^{(2)}(k) = \frac{\sum_{p=k-n_F}^k I_{\text{Im},x}^{(2)}(p)}{n_F}, \quad (2.7)$$

kde n_F je počet vzorků v okně F1 resp. F2 a $n_{\Delta t}$ je počet vzorků mezi okny F1 a F2, přičemž pro výpočet platí:

$$n_F = N_F \cdot \frac{f_{vz}}{f_n} \quad (2.8)$$

$$n_{\Delta t} = \Delta t_F \cdot f_{vz}, \quad (2.9)$$

kde f_{vz} je frekvence vzorkování a f_n je síťová frekvence.



Obr. 2.2: Znázornění oken F1 a F2 plovoucího průměru (podle [14])

Výstupem tohoto kroku jsou hodnoty plovoucího průměru v oknech F1 a F2 pro k -tý vzorek.

$$I_{\text{Re},x,\text{F1}}^{(2)}(k), I_{\text{Re},x,\text{F2}}^{(2)}(k), I_{\text{Im},x,\text{F1}}^{(2)}(k), I_{\text{Im},x,\text{F2}}^{(2)}(k), U_{\text{Re},x,\text{F1}}^{(2)}(k), U_{\text{Re},x,\text{F2}}^{(2)}(k), U_{\text{Im},x,\text{F1}}^{(2)}(k), U_{\text{Im},x,\text{F2}}^{(2)}(k)$$

Krok 5: Výpočet změn reálných a imaginárních částí zpětných složek v rámci oken F1 a F2

V dalším kroku je počítána změna reálných a imaginárních částí zpětných složek napětí a proudu v daném místě měření v rámci oken F1 a F2.

$$\Delta I_{\text{Re},x}^{(2)}(k) = I_{\text{Re},x,\text{F1}}^{(2)}(k) - I_{\text{Re},x,\text{F2}}^{(2)}(k) \quad (2.10)$$

$$\Delta I_{\text{Im},x}^{(2)}(k) = I_{\text{Im},x,\text{F1}}^{(2)}(k) - I_{\text{Im},x,\text{F2}}^{(2)}(k) \quad (2.11)$$

$$\Delta U_{\text{Re},x}^{(2)}(k) = U_{\text{Re},x,\text{F1}}^{(2)}(k) - U_{\text{Re},x,\text{F2}}^{(2)}(k) \quad (2.12)$$

$$\Delta U_{\text{Im},x}^{(2)}(k) = U_{\text{Im},x,\text{F1}}^{(2)}(k) - U_{\text{Im},x,\text{F2}}^{(2)}(k) \quad (2.13)$$

Krok 6: Výpočet diferencí změn reálné a imaginární části zpětných složek mezi dvěma sousedními místy měření

Aby bylo možné lokalizovat úsek s poruchou, počítáme dále diferenci změn (vypočítaných v předchozím kroku) mezi sousedními místy měření x a $x - 1$, díky čemuž získáme hodnotu změny, která vznikla právě mezi těmito sousedními místy.

$$\delta \left(\Delta I_{\text{Re},x,x-1}^{(2)}(k) \right) = \Delta I_{\text{Re},x}^{(2)}(k) - \Delta I_{\text{Re},x-1}^{(2)}(k) \quad (2.14)$$

$$\delta \left(\Delta I_{\text{Im},x,x-1}^{(2)}(k) \right) = \Delta I_{\text{Im},x}^{(2)}(k) - \Delta I_{\text{Im},x-1}^{(2)}(k) \quad (2.15)$$

$$\delta \left(\Delta U_{\text{Re},x,x-1}^{(2)}(k) \right) = \Delta U_{\text{Re},x}^{(2)}(k) - \Delta U_{\text{Re},x-1}^{(2)}(k) \quad (2.16)$$

$$\delta \left(\Delta U_{\text{Im},x,x-1}^{(2)}(k) \right) = \Delta U_{\text{Im},x}^{(2)}(k) - \Delta U_{\text{Im},x-1}^{(2)}(k) \quad (2.17)$$

Krok 7: Výpočet absolutní velikosti diferencí změn zpětných složek

V kroku 7 jsou z reálných a imaginárních částí fázorů diferencí změn vypočteny jejich absolutní velikosti (moduly).

$$\delta \left(\Delta I_{x,x-1}^{(2)}(k) \right) = \sqrt{\left[\delta \left(\Delta I_{\text{Re},x,x-1}^{(2)}(k) \right) \right]^2 + \left[\delta \left(\Delta I_{\text{Im},x,x-1}^{(2)}(k) \right) \right]^2} \quad (2.18)$$

$$\delta \left(\Delta U_{x,x-1}^{(2)}(k) \right) = \sqrt{\left[\delta \left(\Delta U_{\text{Re},x,x-1}^{(2)}(k) \right) \right]^2 + \left[\delta \left(\Delta U_{\text{Im},x,x-1}^{(2)}(k) \right) \right]^2} \quad (2.19)$$

Krok 8: Výpočet absolutní velikosti změn zpětných složek

V kroku 8 jsou z reálných a imaginárních částí fázorů změn vypočteny jejich absolutní velikosti (moduly).

$$\Delta I_x^{(2)}(k) = \sqrt{\left(\Delta I_{\text{Re},x}^{(2)}(k) \right)^2 + \left(\Delta I_{\text{Im},x}^{(2)}(k) \right)^2} \quad (2.20)$$

$$\Delta U_x^{(2)}(k) = \sqrt{\left(\Delta U_{\text{Re},x}^{(2)}(k) \right)^2 + \left(\Delta U_{\text{Im},x}^{(2)}(k) \right)^2} \quad (2.21)$$

Krok 9: Estimace místa poruchy, tj. přibližné vzdálenosti místa poruchy od měřicího bodu $x - 1$

Místo poruchy je estimováno pomocí výpočtu impedance do poruchy od měřicího místa $x - 1$ a znalosti parametrů vedení. Sousednou a zpětnou impedanci vedení považujeme za shodnou.

Zpětná složka proudu, tekoucího za místem poruchy, je dle teorie uvedené v této práci předpokládána jako zanedbatelná. Ve jmenovateli by tudíž mohla být dosazena místo difference pouze změna zpětné složky proudu. Pokud ale dosadíme rovnou diferenci zpětné složky proudu, eliminujeme tím vliv změn zátěže z ostatních úseků chráněného vedení a výpočet vzdálenosti může být tím pádem v určitých situacích přesnější.

$$l_{x-1}(k) = \frac{1}{z_k} \cdot Z_p^{(2)} = \frac{1}{z_k} \cdot \frac{\delta \left(\Delta U_{x,x-1}^{(2)}(k) \right)}{\delta \left(\Delta I_{x,x-1}^{(2)}(k) \right)}, \quad (2.22)$$

kde z_k je modul udané impedance vedení vztažený na kilometr délky.

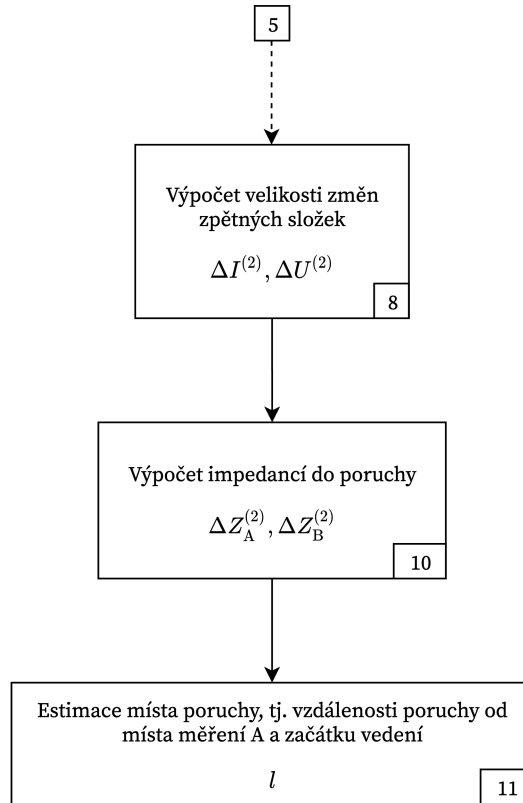
2.2 Modifikace algoritmu pro napájení sítě ze dvou stran

V případech, kdy je chráněná síť napájena ze dvou stran, je nutné část algoritmu modifikovat. Kroky 1 až 8, zahrnující mimo jiné vymezení poruchového úseku, zůstanou shodné, avšak zásadní rozdíl nastane při estimaci místa poruchy. Další kroky algoritmu navazují na krok 8 a jsou znázorněné na vývojovém diagramu na Obr. 2.3.

Pro zjištění místa poruchy stačí v tomto případě znát změny zpětné složky proudu a napětí přímo na vývodech konců daného vedení v rozvodně. Výpočet lze provést také pomocí některého ze způsobů běžně využívaných na linkách 110 kV. Jelikož jsou ale VN sítě v městských oblastech nejčastěji provozovány jako radiální s možností spojení do kruhu (pro případ „vymanipulování“ poruchy), je v práci popsán pouze jednodušší princip lokalizace při napájení ze dvou stran z jedné rozvodny.

Krok 10: Výpočet impedancí do poruchy

Ze změn zpětné složky proudů a napětí na koncích vedení spojeného do kruhu (např. vývodová pole v rozvodně) lze vypočítat změny zpětné impedance do poruchy. Změny zpětné složky napětí se v tomto případě pro oba konce vedení rovnají, lze proto obě impedance počítat z jedné hodnoty.



Obr. 2.3: Modifikace vývojového algoritmu při napájení vedení z obou stran

$$\Delta Z_A^{(2)} = \frac{\Delta U_A^{(2)}}{\Delta I_A^{(2)}} \quad (2.23)$$

$$\Delta Z_B^{(2)} = \frac{\Delta U_B^{(2)}}{\Delta I_B^{(2)}} \quad (2.24)$$

Krok 11: Estimace místa poruchy

Poměr impedancí do poruchy od konců vedení spojeného do kruhu je roven jednotlivým vzdálenostem vedení do poruchy od těchto konců. Proto je možné vyjádřit vztah:

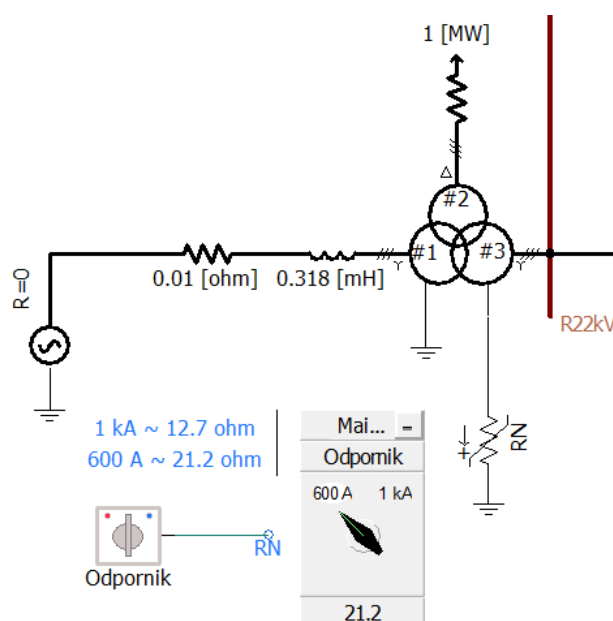
$$l_P = l_{\text{celk}} \cdot \frac{p_{AB}}{1 + p_{AB}} = l_{\text{celk}} \cdot \frac{\frac{\Delta Z_A^{(2)}}{\Delta Z_B^{(2)}}}{1 + \frac{\Delta Z_A^{(2)}}{\Delta Z_B^{(2)}}} \quad (2.25)$$

3 Model sítě a realizace algoritmu v programu PSCAD™

Pro možnost testování a ověřování funkčnosti navrženého algoritmu, byl vytvořen model sítě v simulačním softwaru PSCAD™. Umístění měření v simulované síti rámcově odpovídá skutečné LDS, která je popsána v kapitole 1.3.1. Schéma myšlené simulované sítě je uvedeno v příloze A na Obr. A.1.

3.1 Model testované sítě

Vstupní transformační stanice simulované sítě s trojvinutovým transformátorem 110/22 kV je napájena třífázovým ideálním zdrojem napětí. Tento zdroj je na primární vinutí simulovaného transformátoru připojen přes impedanci nadřazené sítě. Primární vinutí transformátoru je zapojeno do hvězdy s účinně uzemněným středem dle transformátorové koncepce, zatímco z důvodu následné kabelové sítě (viz kapitola 1.1) je střed sekundárního vinutí zapojeného do hvězdy uzemněn přes uzlový odporník. Transformátor napájí přípojnice vysokého napětí 22 kV, na kterou je připojen náš zkoumaný kabelový vývod. Napájecí část modelu sítě je znázorněna na Obr. 3.1.

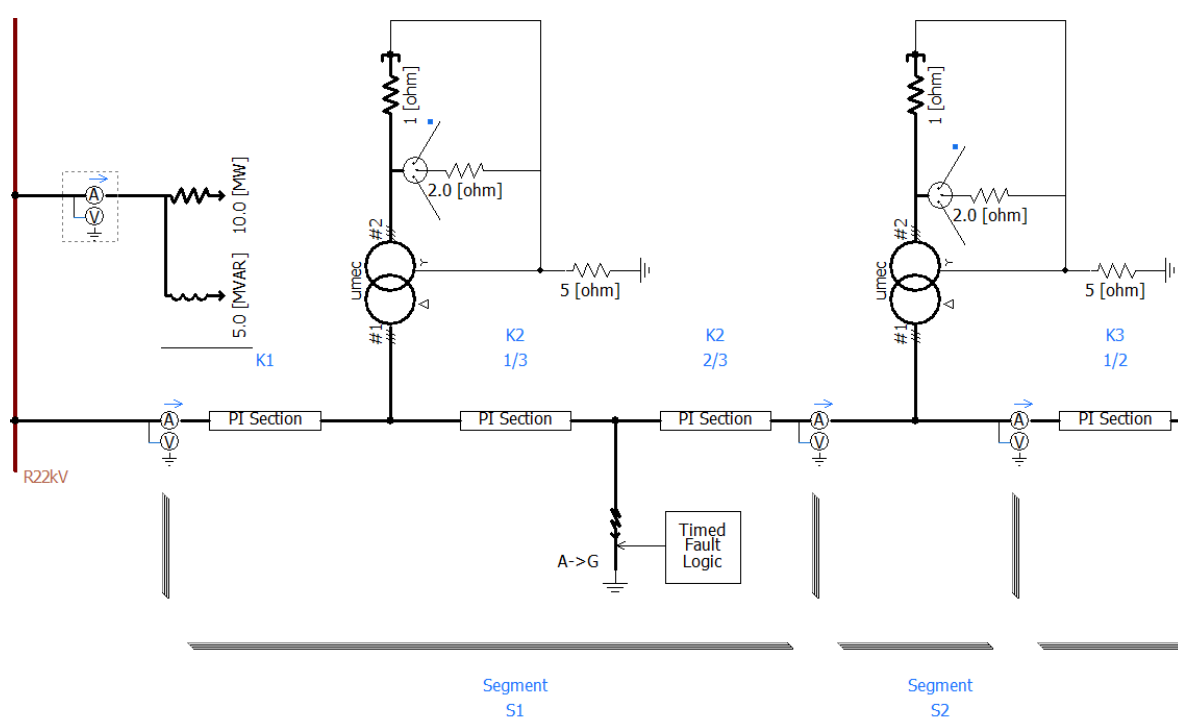


Obr. 3.1: Napájení modelu sítě v programu PSCAD™

Na Obr. 3.2 je vidět další část simulované sítě. Na přípojnici 22 kV je připojen zkoumaný kabelový vývod, který napájí průběžně umístěné distribuční transformá-

tory v jednotlivých objektech. Podle umístění měření ve vybraných distribučních transformačních stanicích (viz kapitola 1.3.2) je kabelová síť členěná na jednotlivé segmenty S1, S2, atd. Samotný kabel je simulován π -články a jeho úseky jsou rozděleny pro účely simulace poruchy v určitém místě na více částí (před poruchou a za poruchou). Na Obr. 3.2 je například v segmentu S1 jednopólová zemní porucha umístěná do 1/3 délky kabelového úseku K2.

Ostatní vývody jsou zastoupeny připojením činného a jalového odběru na přípojnici 22 kV. Distribuční transformační stanice jsou simulovány dvojvinutovým nesymetricky zatíženým transformátorem s primárním vinutím zapojeným do trojúhelníku a sekundárním do hvězdy s účinně uzemněným středem včetně uvažování odporu uzemnění.



Obr. 3.2: Část modelu sítě v programu PSCADTM - ukázka umístění měření a rozdělení na jednotlivé segmenty

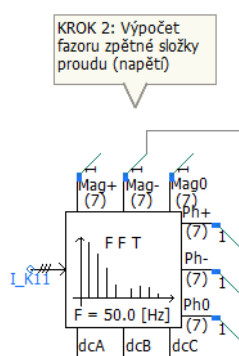
3.2 Algoritmus ochranné funkce

V programu PSCADTM byla po zprovoznění a ověření funkčnosti modelu sítě naprogramována konečně samotná ochranná funkce dle jejího popisu v kapitole 2.1. Jednotlivé kroky algoritmu popsané ve zmiňované kapitole jsou níže realizovány spojením různých funkčních bloků tzv. komponent. Krok 1 až 8 je shodný pro výpočet

změn netočivých složek proudů i napětí.

Krok 1 zahrnuje veškeré operace od měření okamžitých hodnot napětí a proudů až po jejich výslednou podobu ve formátu SV. Měření probíhá pomocí komponenty „Multimeter“, jejíž výstupem jsou z podstaty diskrétního výpočtu pomocí výpočetních programů rovnou vzorkované hodnoty ukládané v časových krocích do definovaných proměnných.

Tyto proměnné jsou v rámci kroku 2 přivedeny na vstup komponenty „Fast Fourier Transform (FFT)“ na Obr. 3.3, která nastavením jejího typu na „+/-/0 Seq SLD“ počítá rovnou absolutní velikosti a fáze sousledné, zpětné a netočivé složky vstupní veličiny. Pro naše účely jsou dále vyvedeny hodnoty pro zpětnou složku napětí nebo proudu systémové frekvence.



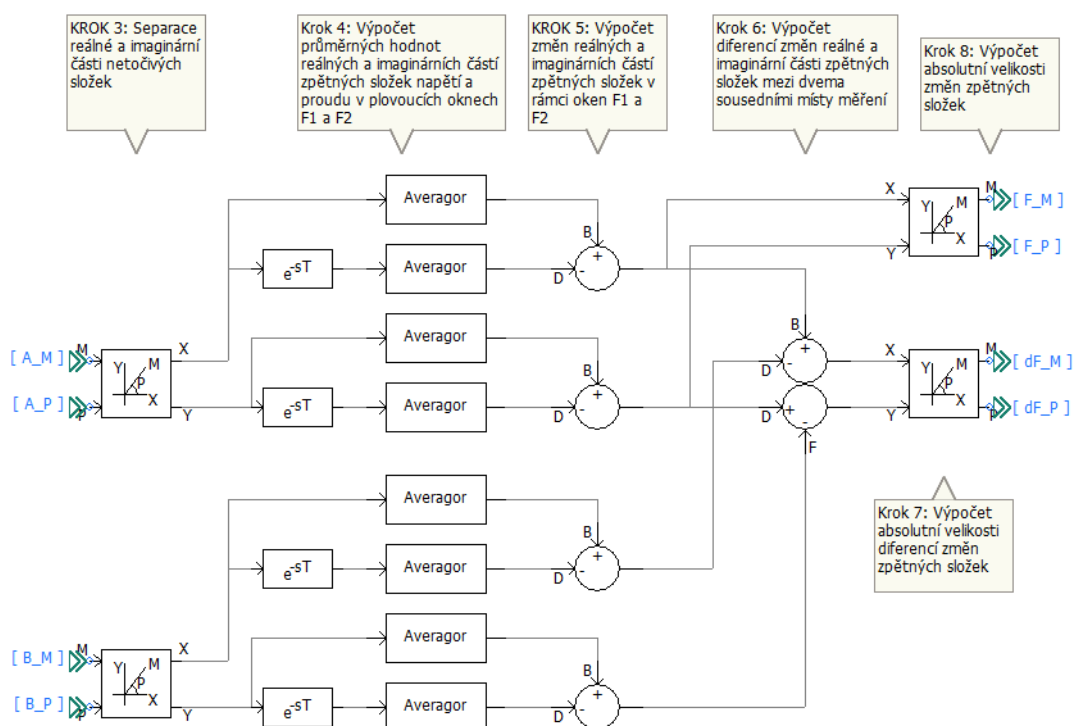
Obr. 3.3: Realizace algoritmu v programu PSCADTM - krok 2

Komponenty zajišťující výpočet uvedený v krocích 3 až 8 jsou pro každou veličinu a chráněný úsek (segment) sdruženy do jednoho bloku s názvem „Locator“, jehož vnitřní logika je znázorněná na Obr. 3.4. Vstupy tohoto bloku tvoří absolutní velikosti a fáze zpětné složky napětí nebo proudu z počátečního a koncového měřicího místa chráněného segmentu. V rámci kroku 3 jsou z absolutních velikostí a fází vypočteny reálné a imaginární části vstupních fázorů pomocí komponenty „Polar/Rectangular Coordinate Converter“.

Krok 4 zahrnuje výpočet plovoucích průměrů v oknech F1 a F2. Okna jsou vůči sobě posunuta pomocí komponenty „Delay“ a samotný plovoucí průměr je počítán komponentou „Averagor“ s možností volby velikosti oken, která byla speciálně vytvořená v rámci této diplomové práce a je blíže popsána v kapitole 3.3.

Změna reálných a imaginárních částí v rámci oken F1 a F2 je vypočítána v kroku 5 součtovým blokem „Summing/Difference Junction“ prostým sečtením průměrné hodnoty okna F1 a záporně vzaté průměrné hodnoty okna F2. Pomocí stejné komponenty je vypočtena difference těchto změn mezi sousedními místy v kroku 6.

Výstupy celého bloku „Locator“ tvoří absolutní velikosti a fáze, vypočtené v krocích 7 a 8 pomocí komponent „Polar/Rectangular Coordinate Converter“, změny a difference změn zpětných složek v rámci měřicího místa, resp. mezi těmito místy.

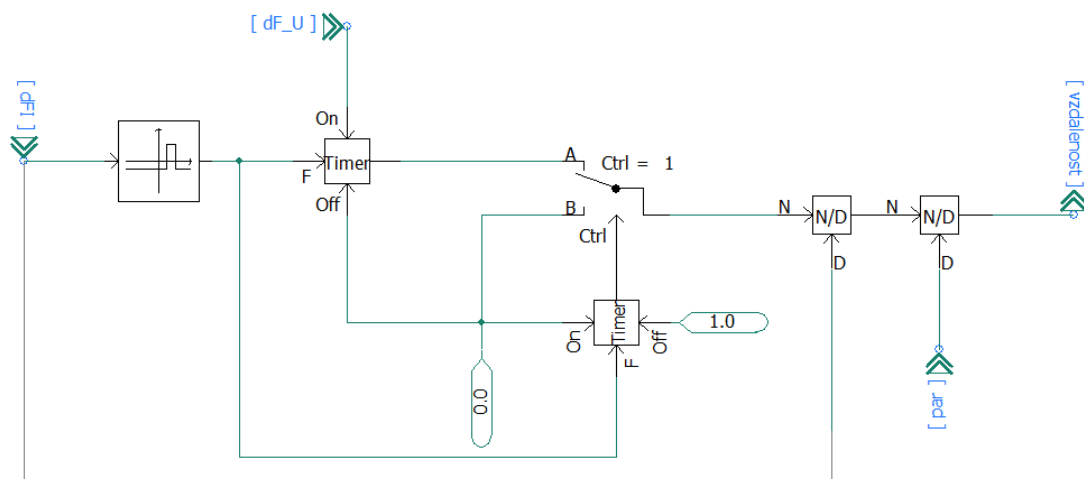


Obr. 3.4: Realizace algoritmu v programu PSCADTM - krok 3 až 8

Pro finální výpočet vzdálenosti poruchy v kroku 9 od měřicího místa směrem dál od zdroje byl vytvořen také jeden blok s pojmenováním „Distance“ sdružující více dalších komponent. Propojení jednotlivých komponent uvnitř tohoto bloku je znázorněno na Obr. 3.5, přičemž vstupními proměnnými jsou velikosti diferencí změn zpětné složky proudu a napětí a absolutní velikost impedance chráněného vedení. Z důvodu přesnosti výpočtu pouze v oblasti konstantních velikostí změn je tento krok spouštěn za pomoci komponent „Timer“, „Range Comparator“ a „Two Input Selector“, které zde plní funkci tzv. „triggeru“. Samotný výpočet v sobě zahrnuje operaci dělení, kterou provádí komponenta „Divider“. Výstupem tohoto bloku je přibližná vzdálenost poruchy od měřicího místa směrem dál od zdroje.

3.3 Blok pro výpočet plovoucího průměru v programu PSCADTM

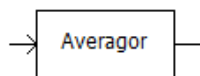
Jak již bylo zmíněno výše při popisu kroku 4, pro výpočet plovoucího průměru bylo nutné vytvořit vlastní komponentu „Averagor“, viz Obr. 3.6. Pro možnost použití



Obr. 3.5: Realizace algoritmu v programu PSCADTM - krok 9

také v jiných projektech v programu PSCADTM byla vytvořena nová knihovna, ze které lze tuto komponentu libovolně vkládat a používat ji.

MOVING WINDOW AVERAGE



Obr. 3.6: Nový blok Averagor v programu PSCADTM pro výpočet plovoucího průměru

Komponenta „Averagor“ není sestavena z několika dalších, jako tomu bylo výše, ale je definována přímo zdrojovým kódem v programovacím jazyce Fortran, viz Výpis B.1 v příloze B. Aby bylo možné používat užitečné předdefinované funkce, je nutné na začátku kódu načíst knihovny, ve kterých jsou tyto funkce obsaženy. Načtení knihoven se provede příkazem „#INCLUDE“. Pro účely této komponenty bylo nutné načíst knihovnu „s1.h“, která obsahuje proměnné „TIME, DELT“, a knihovnu „emtstor.h“ pro ukládání proměnných s funkcemi „STORF, STORI“. Význam těchto funkcí bude vysvětlen níže.

Pro výpočty v rámci jednoho kroku simulace se definují lokální proměnné příkazem „#LOCAL“, přičemž typy použité v tomto kódu jsou „REAL“ pro proměnné reálné (s desetinnou čárkou) a „INTEGER“ pro celočíselné proměnné. Na začátku výpočetního kroku je potřeba každé lokální proměnné přiřadit místo v paměti pomocí funkce „STORF“ pro proměnné typu „REAL“ a funkce „STORI“ pro typ „INTEGER“. Ukazatele na určité místo v paměti se nazývají „NSTORF, NSTORI“.

V prvním výpočetním kroku, tedy kdy se čas simulace rovná času výpočetního kroku („TIME“ = „DELT“), je proměnná „buff“ nulována a proměnné „sam“ je přiřazen vypočítaný počet vzorků v okně.

Suma hodnot v plovoucím okně je počítána tak, že v definované konstantní velikosti okna je v každém výpočetním kroku k celkové sumě z kroku minulého přičtena aktuální hodnota vstupní proměnné a odečtena poslední hodnota okna z kroku minulého. Abychom tuto hodnotu znali, ukládáme do proměnné „outd“ hodnoty vstupní proměnné s definovaným zpožděním shodným s velikostí okna. Pro tento účel byla příkazem „CALL“ využita funkce „DELAY2“, kterou využívá také samotná komponenta pro zpoždění signálu.

Výsledný plovoucí průměr pro aktuální krok výpočtu (výstup komponenty) je poté vypočten vydělením sumy hodnot v plovoucím okně počtem vzorků v tomto okně. Tyto hodnoty jsou uloženy do paměti a ukazatele jsou na konci výpočetního kroku inkrementovány.

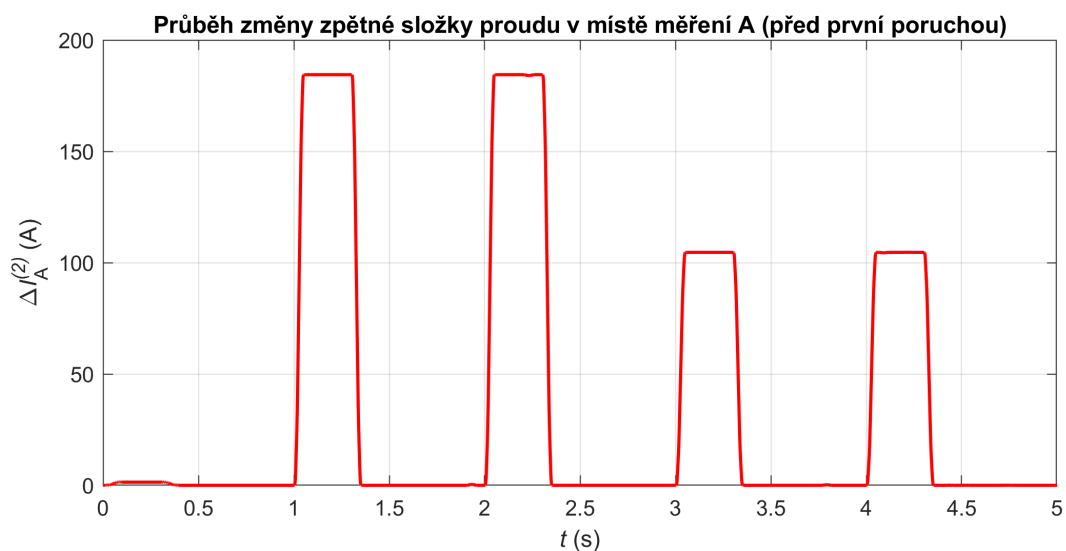
3.4 Testování algoritmu lokátoru nesymetrických poruch na modelu sítě

Testování algoritmu probíhalo na modelu sítě se zvoleným 600A odporníkem a zatížením distribučního transformátoru v prvním segmentu odpovídajícím přibližně 300 kW.

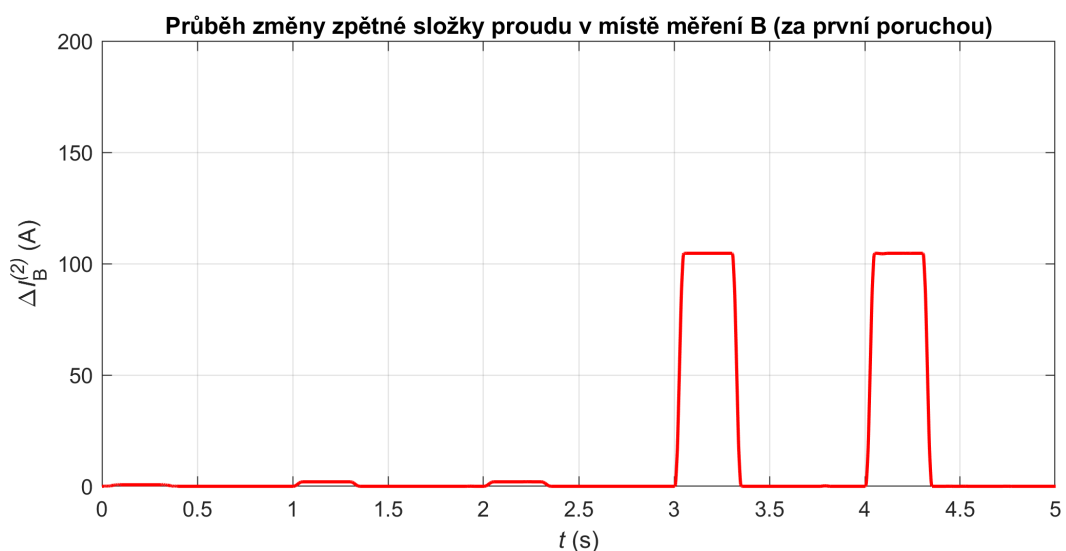
3.4.1 Napájení z jedné strany

Níže jsou zobrazeny průběhy sledovaných veličin v rámci simulace, kdy v čase $t_1 = 1$ s nastala první porucha o odporu $R_{p1} = 2 \Omega$ vzdálená 0,4 km od začátku segmentu S1 a v čase $t_2 = 3$ s druhá o odporu $R_{p2} = 20 \Omega$ ve vzdálenosti 0,15 km od začátku segmentu S3. Obě poruchy jsou jednopólové zemní s dobou trvání $t = 1$ s a jejich poloha je zakreslena do schématu v příloze A na Obr. A.1.

V grafu na Obr. 3.7 je vynesena průběh změny zpětné složky proudu v místě měření před první poruchou. Je patrné, že v tomto místě jsou zaznamenány změny zpětné složky proudu všech poruch tohoto typu nebo velkých nesymetrických změn zatížení, které na pokračujícím vedení nastaly. Porucha s větším odporem vykazuje menší velikosti změny zpětné složky proudu. Na Obr. 3.8 je znázorněn tentýž průběh, avšak zaznamenaný na měřicím místě mezi oběma poruchami. Opět se potvrzuje skutečnost, že zpětná složka proudu je v místě za poruchou téměř nulová, jelikož byla zaznamenána změna pouze při poruše za místem měření.



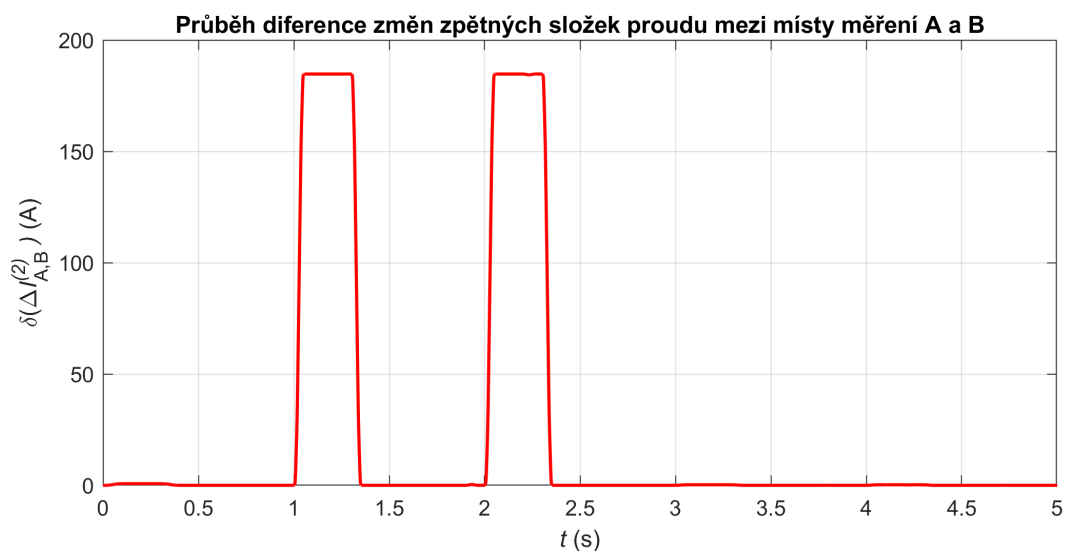
Obr. 3.7: Změna zpětné složky proudu v místě měření před první poruchou, při napájení dané sítě z jedné strany



Obr. 3.8: Změna zpětné složky proudu v místě měření mezi 1. a 2. poruchou, při napájení dané sítě z jedné strany

Odečtením průběhů (ve skutečnosti rozdíl fázorů) na Obr. 3.7 a Obr. 3.8 dostaneme průběh velikosti difference změny zpětné složky proudu, díky němuž lze lokalizovat úsek s poruchou. Dokazuje to graf na Obr. 3.9, kdy difference změny mezi měřeními na začátku a na konci prvního segmentu je nenulová, způsobená poruchou právě v tomto segmentu.

Na Obr. 3.10 jsou již výsledné vzdálenosti poruch od začátku segmentu, tj. mě-



Obr. 3.9: Velikost difference změn zpětných složek proudu mezi dvěma sousedními místy měření, tj. na segmentu 1, při napájení dané sítě z jedné strany

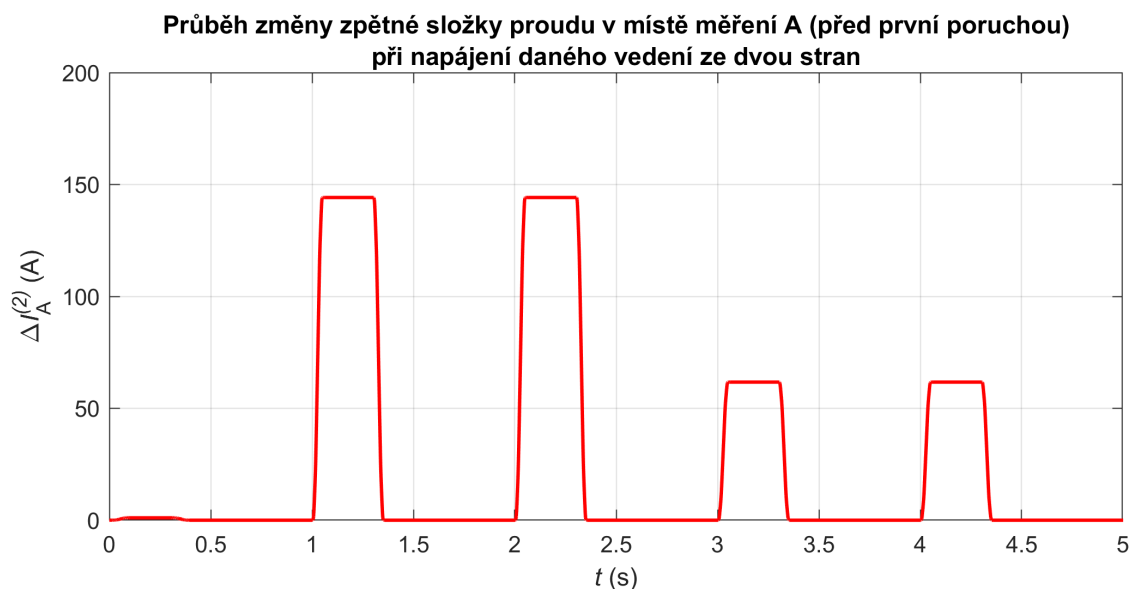
řícího místa umístěného blíže ke zdroji. Hodnoty se téměř shodují s definovanými místy poruch na modelu sítě.



Obr. 3.10: Výsledná vzdálenost poruch od začátku segmentů, tj. od měřícího místa blíže ke zdroji, při napájení dané sítě z jedné strany

3.4.2 Napájení ze dvou stran

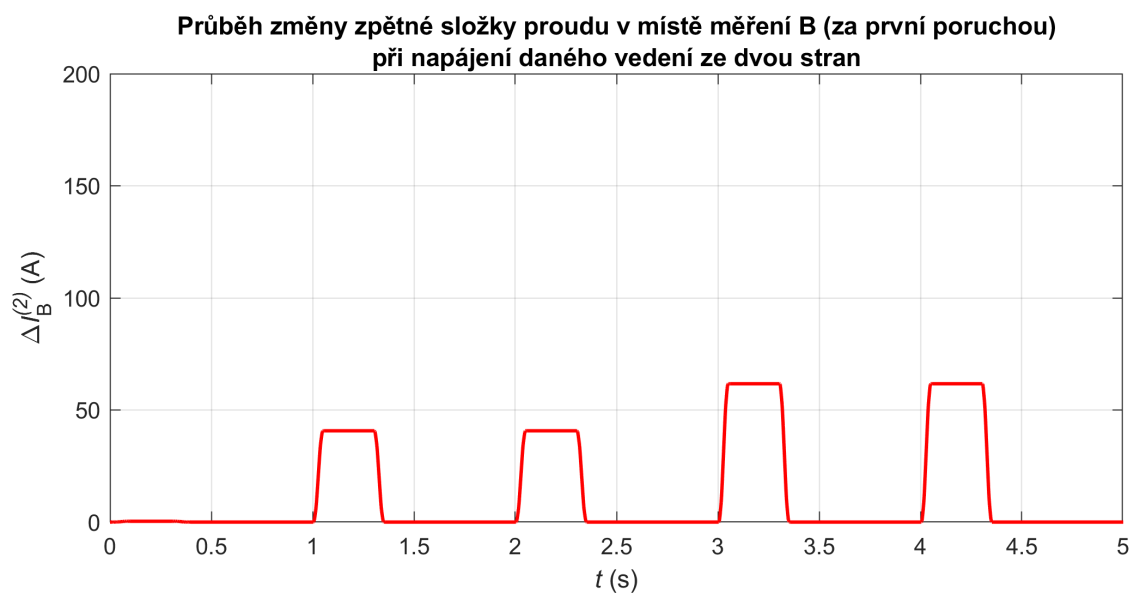
Níže je stejnými poruchami testována podobná síť jako v předcházející kapitole, avšak tentokrát je síť zapojena do kruhu a napájena z obou stran (ze stejné rozvodny). Na Obr. 3.11 je vykreslen průběh změny zpětné složky proudu v místě měření před první poruchou. Ačkoliv jsou poruchy definovány stejně jako v případě napájení z jedné strany, je v tomto místě změna zpětné složky zaznamenána nižší. Je to z důvodu rozdělení příspěvků do poruchy z obou stran napájení, viz Obr. 3.12.



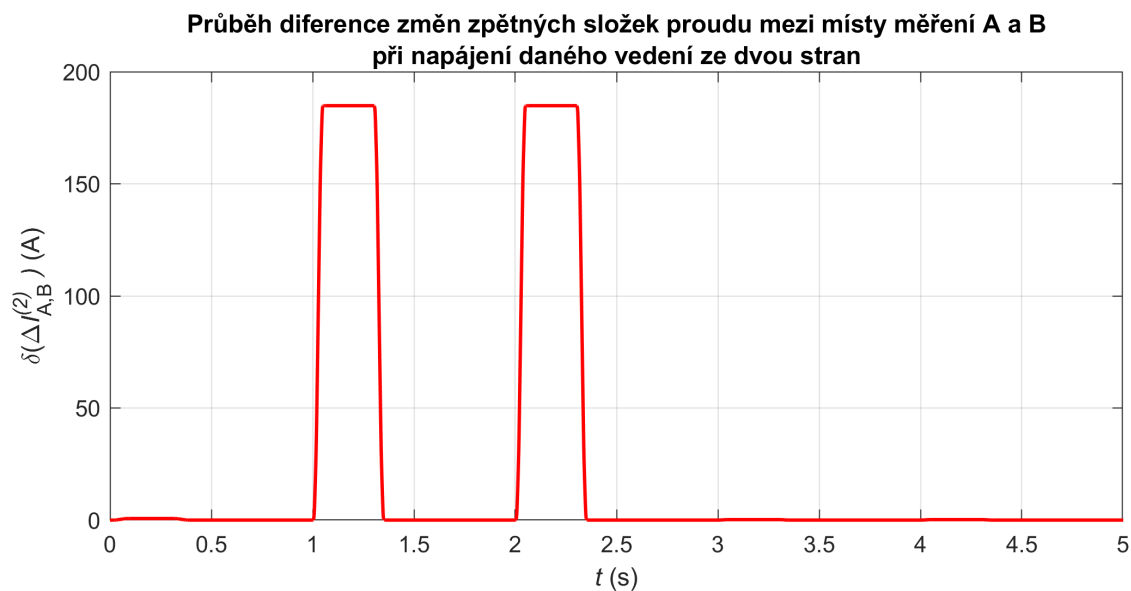
Obr. 3.11: Změna zpětné složky proudu v místě měření před první poruchou při napájení dané sítě z obou stran

Ve výsledku je difference změn zpětné složky proudu na Obr. 3.13 na segmentu 1 podobná (o desetiny ampérů vyšší) jako v případě napájení z jedné strany. Výpočet difference zpětné složky proudu je totiž prováděn v komplexní rovině. Opět lze pomocí této hodnoty lokalizovat postižený segment vedení.

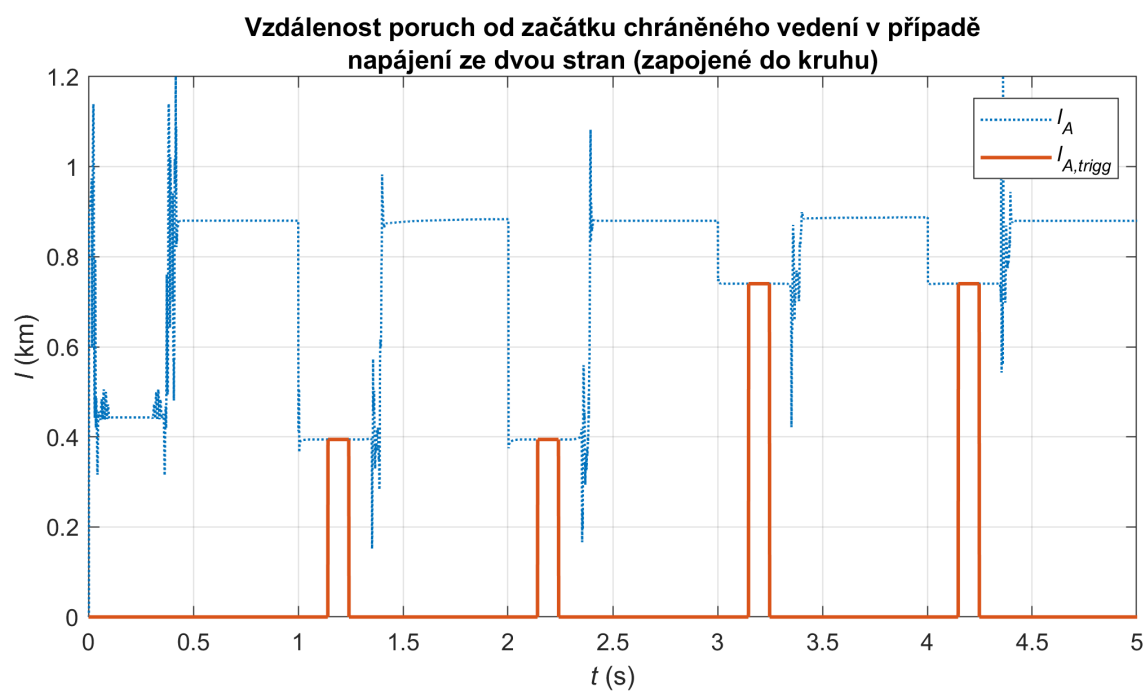
Na Obr. 3.14 je zobrazená vypočítaná vzdálenost poruch. Tentokrát je však dle kapitoly 2.2 a vztahu 2.25 vzdálenost poruchy počítána jednotně pro celé vedení zapojené do kruhu pomocí změn zpětných složek na koncích tohoto vedení (vývodech z rozvodny). Pro ukázkou je zde vykreslen také původní průběh vypočtené vzdálenosti před "triggerováním" výpočtu vzdálenosti (značeno modrou barvou tečkovaně).



Obr. 3.12: Změna zpětné složky proudu v místě měření mezi 1. a 2. poruchou při napájení dané sítě z obou stran



Obr. 3.13: Velikost difference změn zpětných složek proudu mezi dvěma sousedními místy měření, tj. na segmentu 1, při napájení dané sítě z obou stran



Obr. 3.14: Vzdálenost poruch od začátku segmentů, tj. od měřícího místa blíže ke zdroji, při napájení dané sítě z obou stran

4 Algoritmus v prostředí Matlab® s využitím dat z reálné sítě

Pro testování pomocí dat z reálné sítě byl navržený algoritmus realizován v prostředí Matlab®. Výsledný skript je rovněž určen jako podklad pro další vývoj a programování algoritmu.

4.1 Algoritmus ochranné funkce

Jak je již zmíněno v kapitole 2.1, některé kroky navrženého algoritmu využívají principy popsané v patentových nárocích [13], které jsou dále aplikovány v lokátoru Vdip a popsány v technické zprávě [14]. Pro účely realizace algoritmu ochranné funkce v prostředí Matlab® v této práci byl poskytnut zdrojový kód programu pro srovnání dat z měření přístrojovými transformátory [19] a zdrojový kód lokátoru Vdip [18], za účelem využití již naprogramovaných a odladěných kroků (bloků), které využívají oba algoritmy.

Nejprve jsou ve zdrojovém kódu definovány důležité vstupní proměnné. Jedná se o jmenovitou frekvenci, frekvenci HDO a vzorkovací frekvenci, jež jsou důležité pro výpočet fázoru pomocí Fourierovy transformace a eliminaci vlivu signálu HDO, viz níže. Dále je zde nutno definovat velikost a posunutí průměrovacích oken. Posunutí (vzdálenost) oken je zde definována jako násobek jejich velikosti.

V rámci kroku 1 je poté provedeno načtení dat a jejich převedení do správných datových typů ze dvou CSV souborů pro dvě různá místa měření. Aby bylo možné použít pro oba soubory dat jeden časový vektor, je nutné nejprve zkontrolovat, zda jsou celková doba trvání záznamů a rozměr jednotlivých časových vektorů stejné. Pokud proběhne tato kontrola úspěšně, je definován jeden společný časový vektor pro oba soubory dat. Okamžité hodnoty fázových napětí a proudů z obou míst jsou uloženy do konkrétních proměnných, přičemž na konci tohoto kroku tato data z obou míst sloučena do jedné matice. Jelikož je výpočet paměťově náročný, jsou na konci každé části výpočtu mazány již dále nepotřebné proměnné.

Další kroky výpočtu je nutné provádět pro každé místo měření (začátek a konec zkoumaného segmentu) zvlášť, což zajišťuje cyklus „for“, přičemž začínají vstupním filtrem, který lze zapnout/vypnout v úvodním nastavení.

Následuje krok 2, v rámci kterého probíhá výpočet fázorů efektivních hodnot napětí a proudů pomocí Fourierovy transformace. Dále je nutné před výpočtem symetrických složek zkontrolovat točení fází. Výpočet fázorů zpětné složky napětí a proudu a jejich absolutní velikosti je definován hned vzápětí. Na konci tohoto

kroku proběhne ještě korekce zaokrouhlení na vzorky, jenž má za cíl eliminovat vliv signálu HDO optimalizací parametrů průměrovacích oken.

Dále je ve zdrojovém kódu definován výpočet průměrných hodnot fázorů zpětné složky napětí a proudu v plovoucích oknech F1 a F2, tj. krok 4. Pro vypočtení změny zpětné složky napětí a proudu již stačí od sebe tyto hodnoty odečíst. Až doposud probíhaly výpočty napětí a proudu v rámci jedné matice, avšak zde je již záhodná jejich separace a vypočtení absolutní velikosti změn v kroku 8.

Pro zjištění poruchového úseku (segmentu) probíhá v kroku 6 výpočet difference výše vypočítaných změn mezi dvěma sousedními místy měření (začátkem a koncem chráněného úseku). Absolutní velikost této difference je počítána vzápětí příkazy v kroku 7.

Krok 9, tj. estimace místa poruchy, je zde doplněn pro „úplnost“, avšak není aktivován z důvodu testování dat z měření při normálním provozu bez poruchy. Celý program je zakončen příkazy pro vizualizaci výsledků.

4.2 Data ve formátu SV

Původní plán počítal s tím, že bude v průběhu vypracovávání této práce zprovozněno měření napětí a proudů na alespoň dvou různých místech testované LDS, což je minimum pro možnost testování navrhovaného algoritmu. Kontinuální měření a sběr dat ze dvou míst ale nebyl zprovozněn z důvodu špatných rozměrů senzorů napětí. Podařilo se však alespoň krátkodobě data ze dvou míst zaznamenat. Tato data jsou předmětem částečného testu algoritmu v prostředí Matlab®.

Vstup pro algoritmus v tomto případě tvoří data ve formátu SV v souboru CSV zaznamenaná, verifikovaná a exportovaná programem SVA, který zmiňuje kapitola 1.3.2. Podle [20] bude dále popsán obsah exportovaného CSV souboru, jehož název obsahuje zdrojovou a cílovou MAC adresu a počítač. Význam jednotlivých sloupců, kromě samotných měřených napětí a proudů, je vysvětlen v Tab. 4.1.

Pro výpočty v rámci navrhovaného algoritmu jsou využity okamžité hodnoty fázových napětí a proudů a synchronizovaná časová značka „smtTimeSynch“. Sloupec „smpRate“ sice neobsahuje hodnotu počtu vzorků za periodu, nicméně standardně se zaznamenává 80 vzorků za periodu, což je frekvence vzorkování 4000 Hz.

4.3 Testování algoritmu lokátoru

Jak již bylo zmíněno výše, data, měřená synchronně ze dvou různým míst, se podařilo zaznamenat pouze krátkodobě ve zkušebním provozu. Pro testování algoritmu

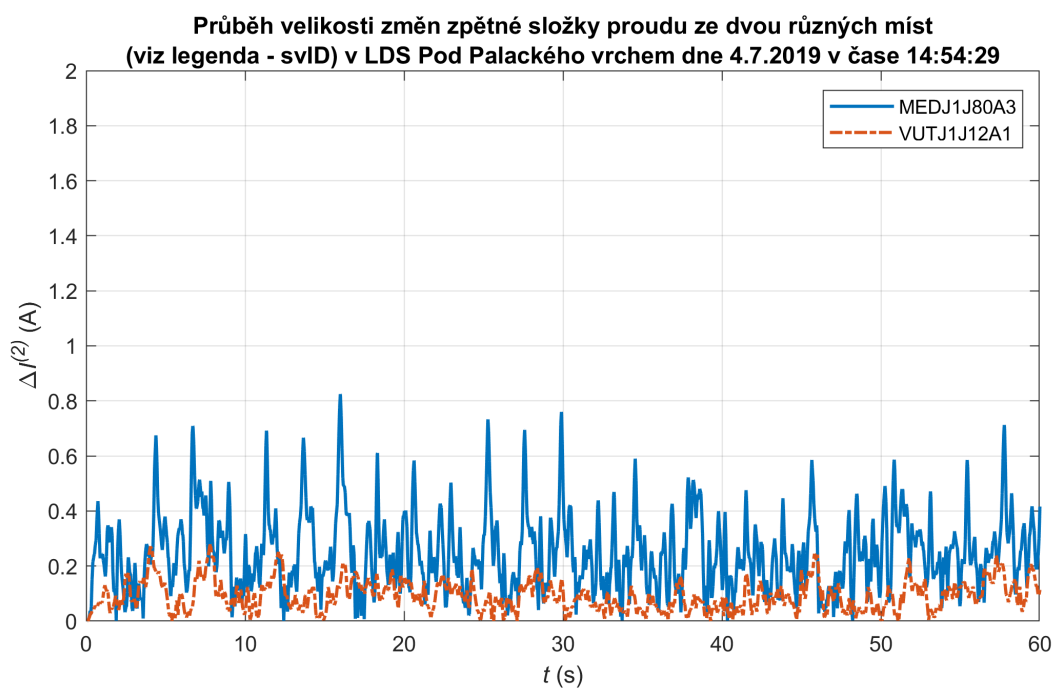
Tab. 4.1: Význam sloupců dat v exportovaném souboru SV podle [20]

Názvy sloupců	Význam
received	Časová značka přijetí rámce síťovou kartou
svID	Identifikace, název SV
smpCnt	Počítadlo vzorků
refrTm	Čas obnovení SV bufferu
smpSynch	Binární hodnota určující, zda je MU časově synchronizována
smpRate	Počet vzorků za periodu
receivedSynch	Časová značka synchronizace
smtTimeSynch	Synchronizovaná časová značka dané SV
GOOSEtemp	Teplota zaznamenaná v okolí MU

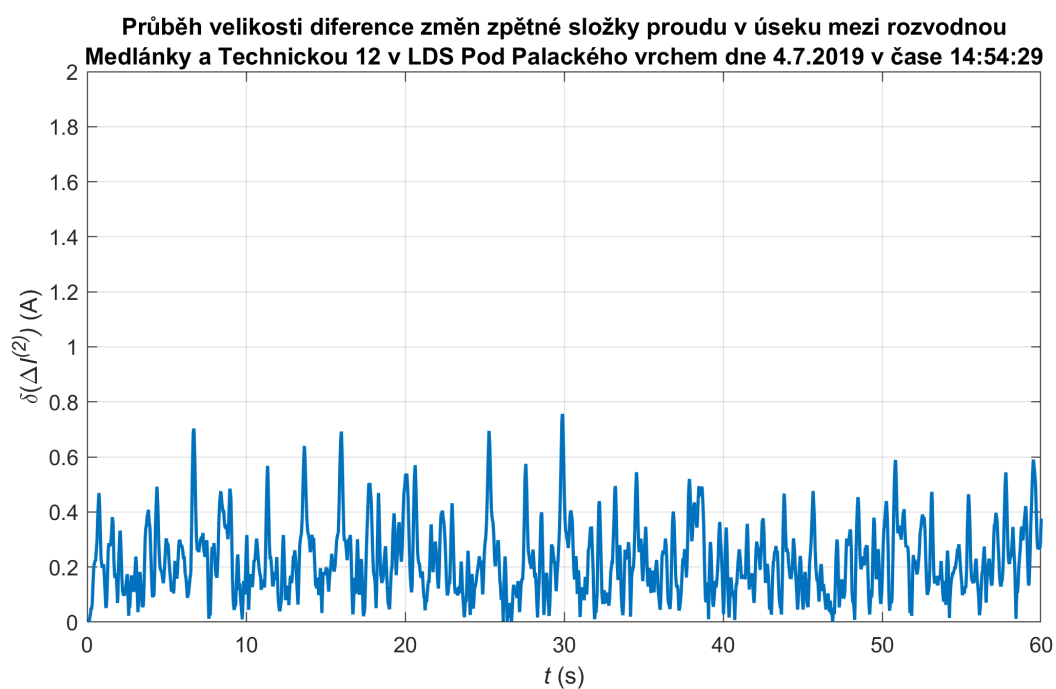
ochranné funkce jsou tedy k dispozici dva 10min záznamy z měření na vývodu rozvodny Medlánky a na vstupu do budovy VUT Technická 12, viz Obr. 1.7 v kapitole 1.3.2.

Záznamy okamžitých hodnot napětí a proudů z těchto dvou míst jsou sice časově synchronizované pomocí GPS signálu, avšak nezačínají každý ve stejný čas. Nejprve bylo tudíž nutné najít v obou záznamech stejnou časovou značku, k čemuž dopomohl také parametr smpCnt. Jelikož by z důvodu velkého množství dat trval výpočet celého 10min záznamu poměrně dlouho, byla zpracována pouze 1 min záznamu a to s počátkem v čase 14:54:29.

Výsledný průběh změn zpětné složky proudu v obou místech měření je vykreslen v grafu na Obr. 4.1. V místě měření s označením MEDJ1J80A3, tj. vývod z rozvodny Medlánky, jsou zaznamenány změny zpětné složky vyšší než v místě VUTJ1J12A, což je vstup do budovy Technická 12. Odpovídá to konfiguraci sítě, z rozvodny Medlánky je totiž celá síť v době měření jednostranně napájena. Velikost změny zpětných složek proudu se pohybuje v desetinách ampérů. Na Obr. 4.2 je vykreslena již výsledná velikost difference změn mezi výše zmíněnými místy měření. Další výpočty nemá smysl provádět, protože data jsou měřena v bezporuchovém stavu.



Obr. 4.1: Průběh velikosti změn zpětné složky proudu ze dvou různých míst (viz legenda - svID) v LDS Pod Palackého vrchem dne 4. 7. 2019 v čase 14:54:29



Obr. 4.2: Průběh velikosti difference změn zpětné složky proudu v úseku mezi rozvodnou Medlány a Technickou 12 v LDS Pod Palackého vrchem dne 4. 7. 2019 v čase 14:54:29

5 Citlivostní analýza lokalizační funkce

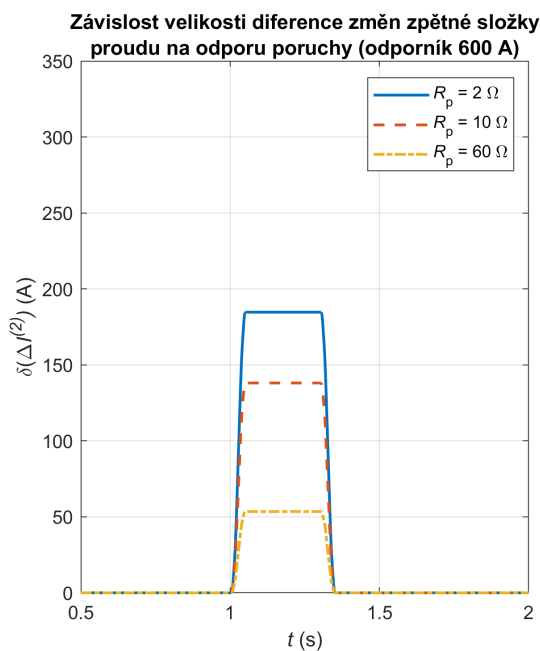
Pro možnost posouzení rozsahu funkčnosti a chování navrženého algoritmu při nepřesnostech estimace dílčích veličin byla zpracována citlivostní analýza, kterou lze rozdělit na dvě části. U vybraných vstupních proměnných, které jsou v rámci navrženého algoritmu považovány za zásadní, byl v první části citlivostní analýzy zvolen rozsah jejich variace a následně byla sledována reakce na výstupu algoritmu. Ve druhé části byl zkoumán vliv zanesené chyby estimace fázoru zpětné složky na výslednou vzdálenost poruchy. Citlivostní analýza je prováděna pro síť s uzlovým odporníkem 600 A napájenou z jedné strany.

5.1 Vliv odporu poruchy a typu odporníku

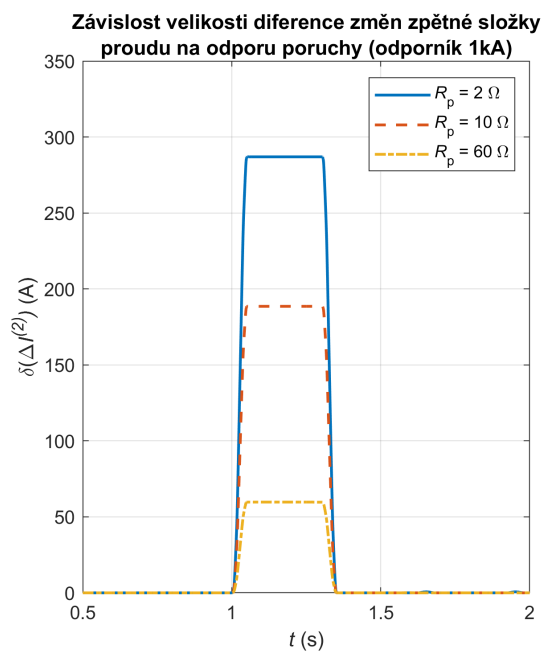
Pro lokalizaci daného chráněného úseku s poruchou je klíčová velikost difference změny zpětné složky proudu. Tuto hodnotu v dané VN síti ovlivňuje odpor poruchy a typ uzlového odporníku, jejichž vliv je zkoumán v této kapitole. Pro testování byly zvoleny dva nejvíce používané uzlové odporníky v ČR se jmenovitou hodnotou 600 A a 1 kA. Hodnoty odporu jednopólových poruch pro otestování možného rozsahu funkce algoritmu jsou pro kovovou poruchu 2 Ω a dále 10 Ω , 60 Ω , 200 Ω , 400 Ω , 1000 Ω .

Na Obr. 5.1 jsou vykresleny výsledné velikosti diferencí změn zpětné složky proudu při poruchách od 2 do 60 Ω . V případě odporníku 1 kA tyto difference dosahují velikosti přibližně 290 A při kovové poruše, zatímco se 600A odporníkem je tato hodnota přibližně o 100 A nižší. Se vrůstajícím odporem poruchy však tyto rozdíly klesají. Na Obr. 5.2 je vidět, že při odporech v řádu stovek ohmů se velikosti diferencí při použití odlišných odporníků liší o jednotky ampérů a při odporu poruchy blížícímu se 1000 Ω pouze o desetiny ampérů.

Velikost difference změn zpětné složky proudu ve zkoumané reálné síti zobrazená v kapitole 4.3 na Obr. 4.2 se v normálním provozu pohybuje v řádu desetin ampérů. Pokud pro dostatečné odlišení diferencí způsobených změnou zatížení od diferencí způsobených v důsledku jednopólové poruchy ponecháme rezervu jednoho řádu (jednotky ampér), bylo by dle průběhů na Obr. 5.2 možné v této síti spolehlivě lokalizovat poruchový úsek s odporem poruchy až do 400 Ω . Toto tvrzení platí pro oba odporníky 600 A a 1 kA, avšak pro jeho ověření by bylo nutné vycházet z dat z delšího časového úseku.

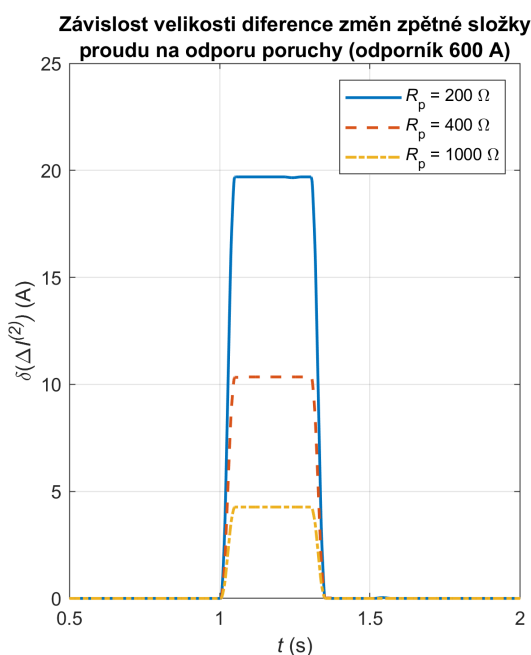


(a) Odporník 600 A

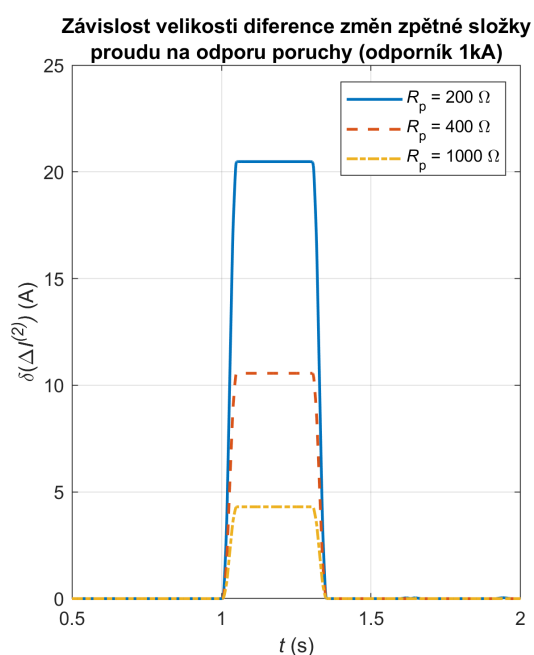


(b) Odporník 1 kA

Obr. 5.1: Srovnání závislosti velikosti difference změn zpětné složky proudu na odporu poruchy 2 až 60 Ω pro různé uzlové odporníky



(a) Odporník 600 A



(b) Odporník 1 kA

Obr. 5.2: Srovnání závislosti velikosti difference změn zpětné složky proudu na odporu poruchy 200 až 1000 Ω pro různé odporníky

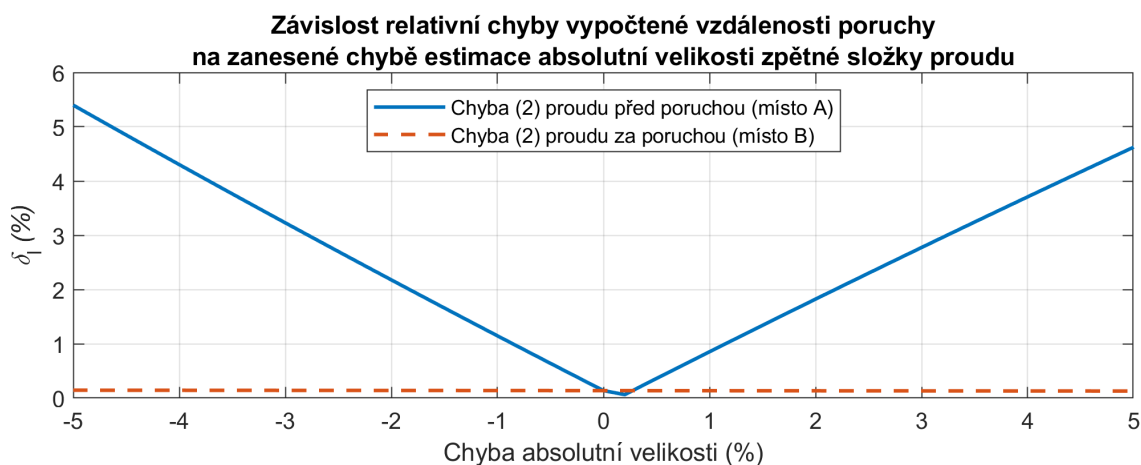
5.2 Vliv zanášení chyb do estimací fázorů

V této části analýzy je zkoumán vliv zanesení chyby do estimací absolutních velikostí a fázových úhlů fázorů zpětných složek napětí a proudu. Relativní chyba výsledné vypočtené vzdálenosti je poté počítána dle vztahu 5.1.

$$\delta_l = \frac{|l_{\text{vypočtená}} - l_{\text{skutečná}}|}{l_{\text{skutečná}}} \cdot 100\% \quad (\%) \quad (5.1)$$

5.2.1 Chyba estimace absolutní velikosti zpětné složky proudu

Pokud je chyba absolutní velikosti proudu zpětné složky proudu zanesena v místě A, tj. před poruchou, roste chyba výsledné vypočtené vzdálenosti poruchy od začátku segmentu přibližně stejně, jako roste chyba absolutní velikosti. Jelikož je zpětná složka proudu za poruchou zanedbatelná, vliv zanášení chyby zde téměř nehraje roli. Vzdálenost poruchy je totiž počítána ze vztahu 2.22, kde mimo jiné vystupuje difference změn zpětné složky proudu. Tato hodnota je z důvodu zanedbatelné změny zpětné složky proudu za poruchou velmi podobná změně zpětné složky před poruchou, avšak má význam v „odfiltrování“ změn zpětných složek, které mají původ ve zbytku dané sítě a nesouvisí s lokalizovanou poruchou. Fázory změn zpětných složek jsou pro názornost vykresleny na Obr. 5.5b.



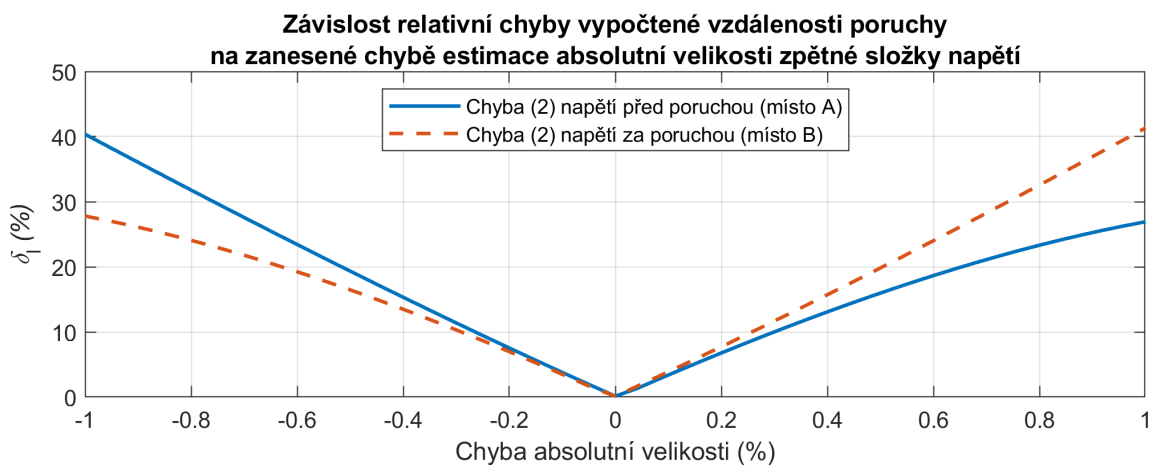
Obr. 5.3: Závislost relativní chyby vypočtené vzdálenosti poruchy na zanesené chybě estimace absolutní velikosti zpětné složky proudu na začátku a konci úseku s poruchou

Nesymetričnost závislosti chyby vzdálenosti poruchy na zanesené chybě velikosti zpětné složky proudu je způsobená zjednodušením, které způsobí ne zcela přesný výpočet vzdálenosti již bez zanášení jakýchkoli dalších chyb. Dle Obr. 1.5a je v této

práci předpokládána zpětná složka proudu za poruchou, a tudíž také její změna za nulovou. Zjednodušení je patrné také ve složkovém schématu na Obr. 1.4, kdy zanedbáváme veškeré impedance a admitance zpětné složky za poruchou. Ve skutečnosti se těmito smyčkami však malá část zpětné složky proudu uzavírá. Tento tok zpětné složky proudu za poruchou způsobuje další úbytek zpětné složky napětí na části vedení za poruchou, díky čemuž je difference změn zpětné složky napětí větší, což ve výsledku vede k menší přesnosti výpočtu vzdálenosti poruchy. Vypočtená vzdálenost poruchy proto vždy vychází o desetiny procent vyšší, než zadaná, což platí i v následujících analýzách.

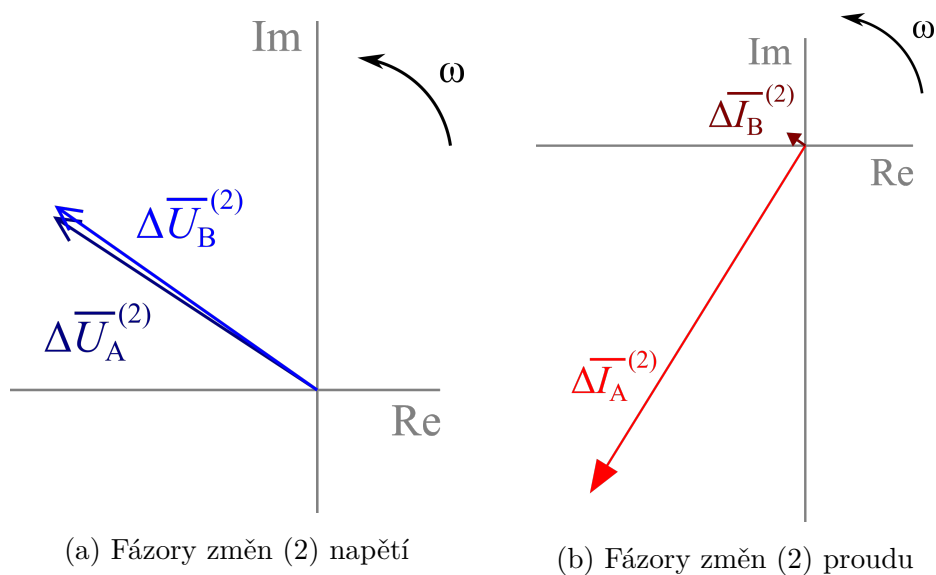
5.2.2 Chyba estimace absolutní velikosti zpětné složky napětí

Při zanesení chyby do absolutní velikosti zpětné složky napětí je situace méně příznivější než v předchozím případě. Při procentní chybě velikosti zpětné složky napětí je vypočtená vzdálenost poruchy zatížena chybou v desítkách procent, viz Obr. 5.4. Vysoká závislost na chybě velikosti zpětné složky napětí je dána způsobem výpočtu vzdálenosti poruchy. Ve vzorci 2.22 vystupuje totiž difference změn zpětné složky napětí. Fázory jednotlivých změn jsou zakresleny na Obr 5.5a.



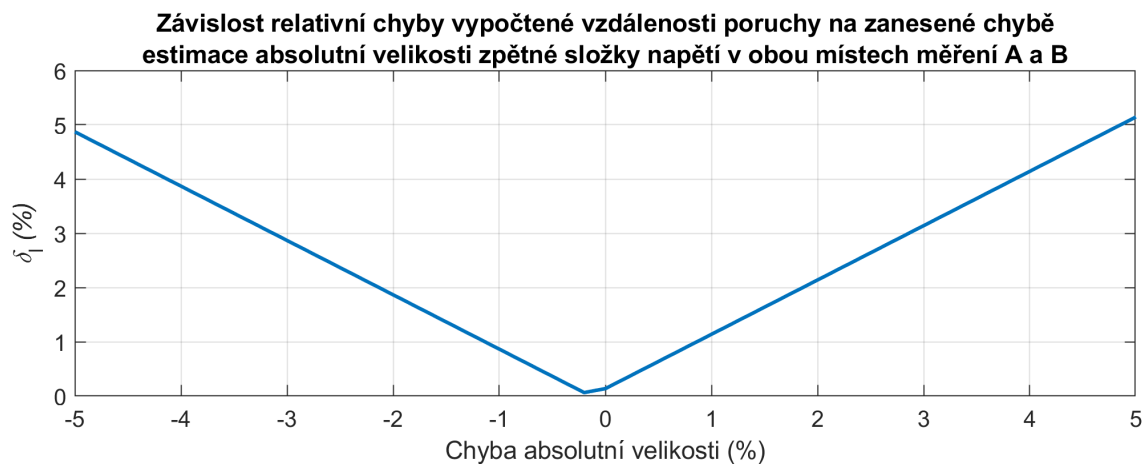
Obr. 5.4: Závislost relativní chyby vypočtené vzdálenosti poruchy na zanesené chybě estimace absolutní velikosti zpětné složky napětí na začátku a konci úseku s poruchou

Fázory jednotlivých změn fázorů zpětné složky napětí jsou zakresleny na Obr. 5.5a, na kterém je patrné, že absolutní velikosti těchto fázorů a jejich fázové úhly se liší o jednotky daných veličin. Je proto jasné, že při změně absolutní velikosti jednoho z fázorů v řádu procent se difference změní násobně, podobně jako na Obr. 5.4.



Obr. 5.5: Fázorové diagramy změn zpětných složek napětí a proudu před (A) a za poruchou (B)

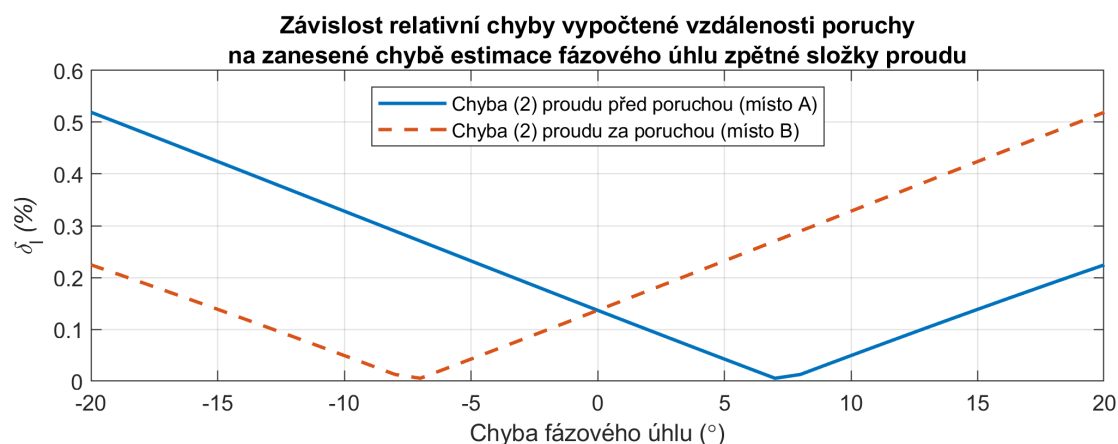
Z uvedeného vyplývá, že diferenci změn zpětných složek napětí silně ovlivňuje odchylka jedné z těchto změn. Pokud by se však podařilo nějakým způsobem měření a výpočty na místě před a za poruchou zkorigovat tak, aby vznikla chyba podobná, či stejná na obou místech, budou vznikat již akceptovatelné chyby vypočtené vzdálenosti poruchy, viz Obr. 5.6.



Obr. 5.6: Závislost relativní chyby vypočtené vzdálenosti poruchy na zanesené chybě estimace obou absolutních velikostí zpětné složky napětí (místo A i B)

5.2.3 Chyba estimace fázového úhlu zpětné složky proudu

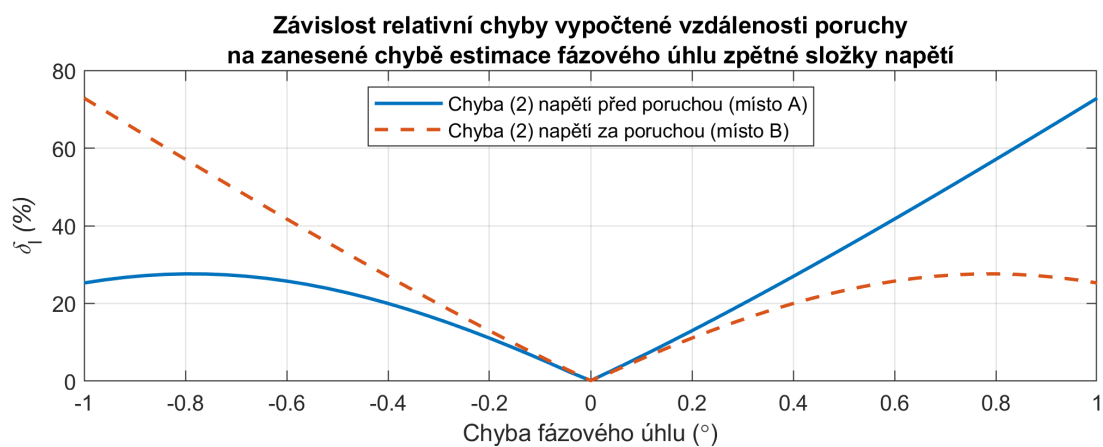
Na Obr. 5.7 je znázorněná závislost chyby vypočtené vzdálenosti poruchy na zanášení chyb fázového úhlu do zpětné složky proudu. Při chybách až 20° je výsledná vzdálenost vypočítána s chybami pouze v desetínách procent, což souhlasí s fázorovým diagramem na Obr. 5.5b. Velikost difference změn se totiž kvůli zanedbatelnému fázoru změny zpětné složky za poruchou příliš nemění se změnou fázového úhlu.



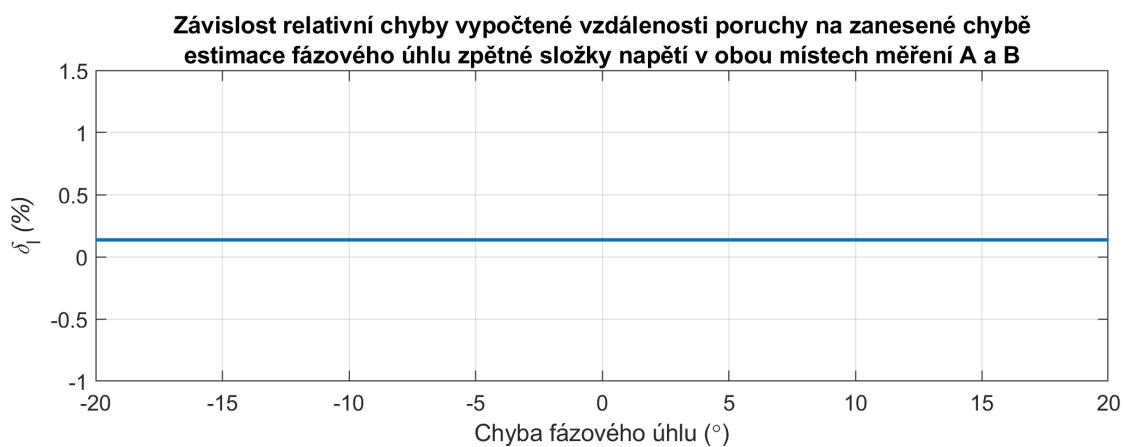
Obr. 5.7: Závislost relativní chyby vypočtené vzdálenosti poruchy na zanesené chybě estimace fázového úhlu zpětné složky proudu na začátku a konci úseku s poruchou

5.2.4 Chyba estimace fázového úhlu zpětné složky napětí

Obr. 5.8 ukazuje, že zanášením 1° chyby fázového úhlu do zpětné složky napětí vznikají chyby vypočtené vzdálenosti poruchy v desítkách procent. Důvod takto silné závislosti opět plyne z fázorového diagramu na Obr. 5.5a. Zde však platí, že pokud by se podařilo zkorigovat měření a výpočet tak, aby vznikala podobná až stejná chyba fázového úhlu obou fázorů před i za poruchou, difference změn fázorů zpětné složky by se nijak nezměnila, a tudíž i vypočtená vzdálenost poruchy by se neměnila, což je patrné na Obr. 5.9.



Obr. 5.8: Závislost relativní chyby vypočtené vzdálenosti poruchy na zanesené chybě estimace fázového úhlu zpětné složky napětí na začátku a konci úseku s poruchou



Obr. 5.9: Závislost relativní chyby vypočtené vzdálenosti poruchy na zanesené chybě estimace obou fázových úhlů zpětné složky napětí (místo A i B)

Závěr

Podařilo se naplnit stanovené cíle této práce, jimiž bylo navržení algoritmu ochranné funkce pro lokalizaci nesymetrických poruch. Algoritmus využívá pro vymezení úseku poruchy diferenci změn zpětných složek proudu. Použití změn zpětných složek vychází z již popsaného principu, avšak pro účely inteligentní sítě bylo zapotřebí jej modifikovat a přizpůsobit. Pro jeho případné nasazení se předpokládá měření okamžitých hodnot napětí a proudů na několika místech chráněné sítě. Estimace místa poruchy je následně provedena na základě diferencí zpětných složek napětí a proudu a znalosti podélných parametrů vedení. Díky kombinaci výše uvedeného vykazuje algoritmus poměrně přesné estimace místa poruchy.

Funkce algoritmu byla testována v simulačním programu PSCADTM, díky vytvořenému modelu sítě, který odpovídá schématu v příloze A. Pro realizaci samotného lokalizačního algoritmu byl vytvořen v tomto prostředí nový funkční blok pro výpočet průměru plovoucího okna. Tento blok by mohl nalézt využití při podobných simulacích i mimo tuto diplomovou práci, a proto je v kapitole 3.3 blok podrobněji popsán a v příloze B přiložen jeho zdrojový kód.

Testování ověřilo schopnost algoritmu vymezit segment vedení s poruchou, což je možné díky zanedbatelné zpětné složce proudu za poruchou (směrem od napájení). Průběhy změn zpětné složky proudu před a za poruchou a výslednou diferencí segmentu s poruchou ukazují Obr. 3.7, 3.8 a 3.9. Vypočtené vzdálenosti poruchy od začátku segmentu jsou na Obr. 3.10 a odpovídají lokaci poruch v modelu sítě s odchylkou do 1 m. Při napájení z obou stran jsou výsledky rovněž pozitivní. Je ale nutné podotknout, že při testování algoritmu byla uvažována pouze kovová porucha a výpočty v simulaci nebyly zatíženy nepříznivými vlivy, které se ve skutečné síti nachází. Patří mezi ně např. zkreslení měřených signálů, kolísání frekvence od jmenovité hodnoty nebo vliv signálu HDO (hromadné dálkové ovládaní).

Aby mohl být algoritmus dále otestován pomocí dat z reálné sítě, byl sestaven v prostředí Matlab[®]. Poskytnutá data byla naměřena synchronně na alespoň dvou místech, což je podmínka pro použití algoritmu. Porucha v této síti v době měření zaznamenána nebyla, velikost difference zpětné složky proudu se proto pohybuje v řádu desetin ampérů a je v práci vykreslena na Obr. 4.2. Synchronní kontinuální měření z alespoň dvou míst v LDS Pod Palackého vrchem nebylo doposud zprovozněno, a tudíž nebylo možné testování na datech z reálné sítě více rozvíjet. Skript ve formátu m-file, ve kterém je algoritmus realizovaný, však lze využít jako předlohu při programování algoritmu do řídicího a chránícího systému LDS.

Pro posouzení rozsahu funkčnosti a odezvy algoritmu na nepřesnosti na jeho vstupu byla vypracována citlivostní analýza. V první části je zkoumán vliv uzlového odporu a odporu poruchy. Na základě výstupů z testování algoritmu na reálných

datech je předpokládáno, že algoritmus bude schopen lokalizovat spolehlivě poruchu do $400\ \Omega$, a to nezávisle na použitém uzlovém odporu. To lze pokládat za naprosto vyhovující, neboť v kabelové síti jsou pravděpodobnější spíše poruchy kovové. Ukázalo se, že při vyšších odporech poruchy jsou změny zpětné složky podobné při použití odporu 600 A i 1 kA.

Při zanášení chyb do estimací fázorů zpětné složky napětí a proudu v druhé části citlivostní analýzy je důležité zobrazení těchto fázorů nebo jejich změn ve fázorovém diagramu. Jak je již vidět na fázorovém diagramu 5.5a, difference změn zpětné složky napětí (rozdíl fázorů v místě A a B) je vůči změnám zpětné složky napětí malá, a tudíž velmi závisí na chybách estimace změn zpětných složek napětí. Vysoké odolnosti vůči zanášení chyb ale naopak vykazují fázory zpětné složky proudu. Dle fázorového diagramu na Obr. 5.5b je zřejmé, že díky velmi malé až zanedbatelné změně zpětné složky na místě poruchy (směrem od napájení) způsobují procentní chyby absolutní velikosti zpětné složky proudu chyby vypočtené vzdálenosti v řádu jednotek procent. Difference změn zpětné složky proudu je totiž přibližně stejná jako změna zpětné složky proudu před poruchou. Obdobné platí pro zanášení chyb do estimací fázových úhlů.

Pro další fázi vývoje a aplikace algoritmu bych doporučil prozkoumat možnosti korekce estimovaných fázorů změn zpětné složky napětí v jednotlivých místech měření s cílem minimalizovat případnou chybu jejich difference. Dále bude nutné se zamyslet, zda implementovat algoritmus do řídicího systému LDS s funkcí v reálném čase nebo pro skenování poruchových záznamů.

Literatura

- [1] ENERGETICKÝ REGULAČNÍ ÚŘAD. *Zpráva o dosažené úrovni nepřetržitosti přenosu nebo distribuce elektřiny za rok 2018* [online]. Jihlava, 2019, [cit. 2019-11-09]. Dostupné z:
<http://www.eru.cz/documents/10540/462796/Zprava_o_kvalite_2018.pdf/239769fe-bbf0-4181-857b-163cef5e9d48>.
- [2] PROCHÁZKA, Karel. *Vybrané problémy provozu distribučních sítí VN: Příručka pro provozní pracovníky*. České Budějovice: Výzkumný ústav energetický Brno, odbor České Budějovice, 1992.
- [3] GRYM, Rudolf. *Chránění II*. Havířov: IRIS, 2004. ISBN 80-903540-0-9.
- [4] HORÁK, Martin a Miroslav JALEC. NOVÉ METÓDY LOKALIZÁCIE PORÚCH V SIEŤACH 22 KV. 15. *Konference ČK CIRED 2011*. Tábor, 2011, sekce č. 3/ referát č. 5.
- [5] FARUGHIAN, Amir, Lauri KUMPULAINEN a Kimmo KAUHANIEMI. Review of methodologies for earth fault indication and location in compensated and unearthed MV distribution networks. *Electric Power Systems Research* [online]. 2018, 20 September 2017, (154), 373-380 [cit. 2019-12-27]. ISSN 0378-7796. Dostupné z:
<<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.09.006>>.
- [6] LEHTONEN, Matti, Osmo SIIRTO a Mohamed F. ABDEL-FATTAH. Simple fault path indication techniques for earth faults. *2014 Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ)* [online]. Rakvere, 2014, 371-378 [cit. 2019-12-28]. DOI: 10.1109/PQ.2014.6866844. ISBN 978-1-4799-5022-5. Dostupné z:
<<http://ieeexplore.ieee.org/document/6866844/>>.
- [7] FARUGHIAN, Amir, Lauri KUMPULAINEN a Kimmo KAUHANIEMI. Earth Fault Location Using Negative Sequence Currents. *Energies* [online]. 2019, 12(19) [cit. 2019-12-28]. DOI: 10.3390/en12193759. ISSN 1996-1073. Dostupné z:
<<https://www.mdpi.com/1996-1073/12/19/3759>>.
- [8] SIDHU, Tarlochan S. a Zhihan XU. Detection of Incipient Faults in Distribution Underground Cables. *IEEE Transactions on Power Delivery* [online]. 2010, 25(3), 1363-1371 [cit. 2019-12-28]. DOI: 10.1109/TPWRD.2010.2041373. ISSN 0885-8977. Dostupné z:
<<http://ieeexplore.ieee.org/document/5424106/>>.

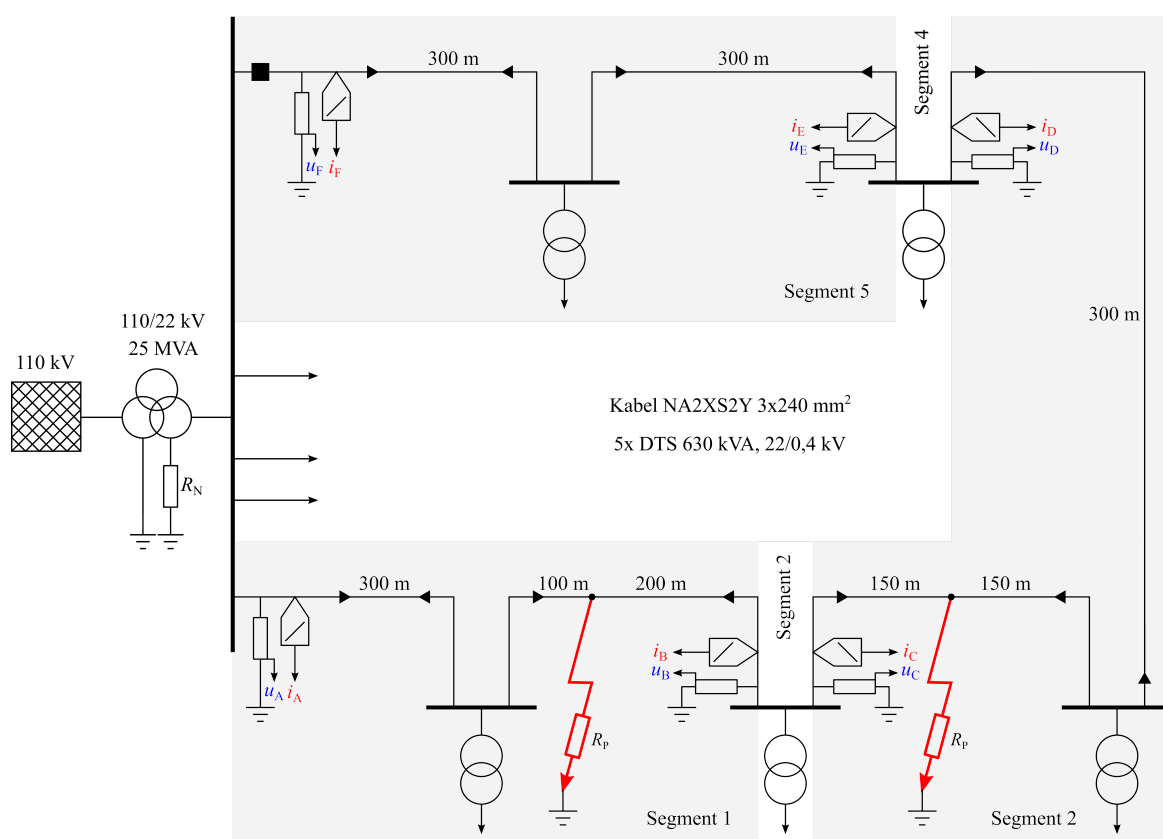
- [9] XIANGJUN, Zeng, K.K. LI, W.L. CHAN a Yin XIANGGEN. Novel techniques for earth fault feeder detection based on negative sequence current in industry power systems. *Conference Record of the 2001 IEEE Industry Applications Conference. 36th IAS Annual Meeting (Cat. No.01CH37248)* [online]. Chicago, 2001, 2001(vol. 3), 1831-1837 [cit. 2019-12-28]. DOI: 10.1109/IAS.2001.955780. ISBN 0-7803-7114-3. Dostupné z: <http://ieeexplore.ieee.org/document/955780/>.
- [10] IEEE Recommended Practice for System Grounding of Industrial and Commercial Power Systems. *IEEE Std 3003.1-2019* [online]. 9 Aug. 2019, 79 s. [cit. 2019-11-17]. DOI: 10.1109/IEEESTD.2019.8793247. Dostupné z: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8793247&isnumber=8793246>.
- [11] *SPRÁVA ENERGETICKÝCH SÍTÍ V AREÁLU POD PALACKÉHO VR-
CHEM*. VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ: kvestor VUT, 2017, POKYN Č. 14/2017. Dostupné z: <https://www.vutbr.cz/uredni-deska/vnitрни-predpisy-a-dokumenty/pokyny-14-2017-sprava-energetickych-siti-v-arealu-pod-palackeho-vrchem-d145273>.
- [12] TOPOLÁNEK, David, Matti LEHTONEN, Mohd Rafi ADZMAN a Petr TOMAN. Earth fault location based on evaluation of voltage sag at secondary side of medium voltage/low voltage transformers. *IET Generation, Transmission & Distribution* [online]. 2015, 9(14), 2069-2077 [cit. 2019-12-30]. DOI: 10.1049/iet-gtd.2014.0460. ISSN 1751-8687. Dostupné z: <https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-gtd.2014.0460>.
- [13] TOPOLÁNEK, David, Petr TOMAN a Jaroslava ORSÁGOVÁ. VYSOKÉ UČENÍ TECHNICKÉ V BRNĚ. *Způsob určení pravděpodobnosti místa výskytu nesymetrických poruch v elektrických sítích a monitorovací systém určený k provádění této metody*. 2015. Česká republika. CZ 305209 B6. Uděleno 29.04.2015. Zapsáno 10.06.2015.
- [14] TOPOLÁNEK, David. *Technická zpráva projektu TAČR TK01020107: Specifikace požadavků na DMU V-DIP READY*. Brno, 2018.
- [15] KRČÁL, Vít. *Ověření funkce metody Vdip na fyzikálním modelu VN soustavy*. Brno, 2019. Diplomová práce. Vysoké učení technické v Brně, Fakulta elektrotechniky a komunikačních technologií, Ústav elektroenergetiky. Vedoucí práce David Topolánek.

- [16] TOMAN, Petr, Jiří DRÁPELA, Stanislav MIŠÁK, Jaroslava ORSÁGOVÁ, Martin PAAR a David TOPOLÁNEK. *Provoz distribučních soustav*. Praha: České vysoké učení technické v Praze, 2011, 263 s., ISBN 978-80-01-04935-8.
- [17] ORSÁGOVÁ, Jaroslava. *Žádost o poskytnutí komunikačních tras*. Brno, 2019.
- [18] KRČÁL, Vít. *Algoritmus Vdip V1: Zdrojový kód ve formátu m-file*. Brno, 2019.
- [19] KRČÁL, Vít. *Srovnání dat z měření PTP a senzory: Zdrojový kód ve formátu m-file*. Brno, 2019.
- [20] SUMEC, Stanislav. *Sampled Value Analyser: Příručka uživatele*. Vysoké učení technické v Brně, 2013, 17 s. Dostupné z:
<<http://www.ueen.feec.vutbr.cz/sva/Download/Manual.pdf>>.

Seznam příloh

A Schéma simulované sítě	64
B Zdrojový kód komponenty Averagor	65

A Schéma simulované sítě



Obr. A.1: Schéma simulované sítě

B Zdrojový kód komponenty Averagor

Výpis B.1: Zdrojový kód komponenty Averagor v jazyce Fortran

```
1  #INCLUDE 's1.h'
2  #INCLUDE 'emtstor.h'
3  #LOCAL REAL buff, out, outd
4  #LOCAL INTEGER sam
5
6  !!! DELAY !!!
7  #BEGIN
8    CALL DELAY2_CFG($Intp,$N,1,$T,0)
9  #ENDBEGIN
10   CALL DELAY2_EXE($I,outd)
11
12   !!! AVERAGE !!!
13   buff = STORF(NSTORF)
14   sam = STORI(NSTORI)
15
16   IF (time == delt) THEN
17     buff = 0
18     sam = $T / delt
19   ENDIF
20
21   buff = buff + $I - outd
22
23   $0 = buff / sam
24
25   STORF(NSTORF) = buff
26   STORI(NSTORI) = sam
27
28   NSTORF = NSTORF + 1
29   NSTORI = NSTORI + 1
```